

Wuppertal Institut
für Klima, Umwelt, Energie
GmbH

KRESSE

Kritische mineralische Ressourcen und
Stoffströme bei der Transformation des
deutschen Energieversorgungssystems

Abschlussbericht

an das Bundesministerium für Wirtschaft und
Energie (BMWi)

Förderkennzeichen: 0325324

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Abschlussbericht

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde unter dem Kennzeichen 0325324 mit Förderung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) in 2012 begonnen und für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) abgeschlossen. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Wuppertal Institut (2014): KRESSE – Kritische mineralische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems. Abschlussbericht 0325324 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter Mitarbeit von Karin Arnold, Jonas Friege, Christine Krüger, Arjuna Nebel, Michael Ritthoff, Sascha Samadi, Ole Soukup, Jens Teubler, Peter Viebahn, Klaus Wiesen. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie: Wuppertal. <http://wupperinst.org/de/projekte/details/wi/p/s/pd/38/>.

Autoren und Autorinnen

Forschungsgruppe 1 „Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen“

Dr. Peter Viebahn (Projektleitung), Karin Arnold, Jonas Friege, Christine Krüger, Arjuna Nebel, Sascha Samadi, Ole Soukup

Forschungsgruppe 3 „Stoffströme und Ressourcenmanagement“

Michael Ritthoff

Forschungsgruppe 4 „Nachhaltiges Produzieren und Konsumieren“

Jens Teubler, Klaus Wiesen

Mit Unterstützung durch

Julia Tenbergen (FG 1), Mathieu Saurat (FG 3, Review), Susanne Klein (FG 3), Monika Wirges (FG 4)

Übersetzung der Zusammenfassung durch Teresa Gehrs (LinguaConnect, Osnabrück)

Projektleitung

Dr. Peter Viebahn
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
Forschungsgruppe 1 „Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen“
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
Deutschland
Tel.: +49 202/2492-306
Fax: +49 202/2492-198
E-mail: peter.viebahn@wupperinst.org
Web: www.wupperinst.org

19.12.2014

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis	8
Abbildungsverzeichnis	13
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	18
Zusammenfassung	25
Summary	31
1 Hintergrund, Zielsetzung und Vorgehensweise	37
1.1 Hintergrund	37
1.2 Zielsetzung der Studie	38
1.3 Vorgehensweise	39
2 Vorauswahl der betrachteten Technologien dieser Studie	45
2.1 Vorgehensweise	45
2.2 Technologiematrix	45
2.3 Metaanalyse existierender Studien zum Einsatz kritischer Rohstoffe	47
2.4 Ableitung der zu analysierenden Technologien	48
3 Szenarioanalyse des Technologieportfolios für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	53
3.1 Vorgehensweise	53
3.2 Analyse existierender Langfrist-Energieszenarien für Deutschland	53
3.3 Ableitung dreier exemplarischer Ausbaupfade für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	58
3.3.1 Methodik	58
3.3.2 Ausbaupfade nach Technologien	59

3.4	Spezielle Systemstrategien beim Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland	65
3.4.1	Systemstrategie 1: „Besonders hoher Ausbau von Windkraft- und PV-Anlagen in Deutschland“	65
3.4.2	Systemstrategie 2: „Hoher Importanteil bei starker Nutzung von CSP-Kraftwerken“	68
3.5	Abdeckung weiterer denkbarer Ausgestaltungen des Stromsystems	69
4	Analyse des Bedarfs an Stahllegierungselementen	71
4.1	Klassifizierung und Zusammensetzung von Stählen	71
4.2	Grobanalyse der Relevanz von Stahllegierungen	72
4.2.1	Geothermie	72
4.2.2	Biogas	73
4.2.3	Wasserkraft (Laufwasserkraftwerke)	73
4.2.4	Wasserkraft (Pumpspeicherkraftwerke)	73
4.2.5	Photovoltaik	73
4.2.6	Windkraft	74
4.2.7	Solarthermische Kraftwerke	74
4.2.8	Adiabate Druckluftspeicher	74
4.2.9	Stromnetze	75
4.2.10	Fazit	75
4.3	Detailanalyse der Relevanz von Stahllegierungen	75
4.3.1	Windkraft	75
4.3.2	Geothermie	77
4.3.3	Stromspeicher	85
4.3.4	Stromnetze	86
4.4	Fazit	88
5	Grobanalyse von Technologien der Relevanzstufe 2 („eventuell-relevant“)	89
5.1	Solarthermische Kraftwerke	89
5.1.1	Thermisches Salz	89
5.1.2	Silber	92
5.2	Stromspeicher	96
5.2.1	Batterien	96
5.2.2	Wasserstoff (Elektrolyse, Speicherung, Nutzung in Brennstoffzellen)	97
5.3	Fazit	99

6	Analyse von Technologien der Relevanzstufe 1 („relevant“) und Entwicklung von Szenarien und Roadmaps	101
6.1	Photovoltaik	101
6.1.1	Stand der Technologieentwicklung und Einsatz in Deutschland	101
6.1.2	Abschätzung einer möglichen Technologieentwicklung für 2025 und 2050	108
6.1.3	Roadmap Deutschland bis 2050	109
6.2	Windkraft	122
6.2.1	Stand der Technologieentwicklung und Einsatz in Deutschland	122
6.2.2	Abschätzung einer möglichen Technologieentwicklung für 2025 und 2050	130
6.2.3	Technologie-Roadmap Deutschland bis 2050	133
7	Ermittlung des spezifischen Bedarfs potenziell kritischer mineralischer Rohstoffe	147
7.1	Potenziell kritische Rohstoffe in Komponenten der Photovoltaik	148
7.1.1	Analyse heutiger Photovoltaikanlagen	148
7.1.2	Abschätzung zukünftiger Photovoltaikanlagen	157
7.1.3	Zusammenfassung	159
7.2	Potenziell kritische Rohstoffe in Komponenten der Windkraft	160
7.2.1	Analyse heutiger Windturbinen	160
7.2.2	Abschätzung zukünftiger Windturbinen	164
7.2.3	Zusammenfassung	167
8	Materialintensität ausgewählter Technologien	169
8.1	Vorgehensweise	169
8.2	Abiotischer Rohstoffbedarf ausgewählter Photovoltaikanlagen	171
8.2.1	Systembeschreibung	171
8.2.2	Systemgrenzen	172
8.2.3	Datenerhebung	172
8.2.4	Abiotischer Rohstoffbedarf von c-Si, a-Si und CIGS-Anlagen	174
8.2.5	Zusammenfassung	177
8.3	Abiotischer Rohstoffbedarf ausgewählter Windenergieanlagen	177
8.3.1	Systembeschreibung	177
8.3.2	Systemgrenzen	179
8.3.3	Abiotischer Rohstoffbedarf einer Enercon E-82 E2 mit 2,3 MW	179
8.3.4	Abiotischer Rohstoffbedarf einer Enercon E-112 mit 4,5 MW	181
8.3.5	Abiotischer Rohstoffbedarf einer Repower 5M mit 5 MW	182

8.3.6	Zusammenfassung	184
8.4	Fazit	185
9	Kumulierter Bedarf an potenziell kritischen mineralischen Rohstoffen für den Ausbau erneuerbarer Energien	187
9.1	Bedarf an potenziell kritischen mineralischen Rohstoffen der Windkraft (Onshore und Offshore) bis 2050	187
9.1.1	Technologie-Roadmap „Kontinuität“	187
9.1.2	Technologie-Roadmaps „Upscaling“ und „HTS“	190
9.1.3	Gesamtbetrachtung (kumuliert, 2011-2050)	190
9.2	Bedarf an potenziell kritischen Rohstoffen der Photovoltaik bis 2050	194
9.2.1	Technologie-Roadmap „Kontinuität“	194
9.2.2	Technologie-Roadmap „Dünnschicht-Renaissance“	198
9.2.3	Gesamtbetrachtung (kumuliert, 2011-2050)	198
9.3	Bedarf an potenziell kritischen Rohstoffen der Strompeichertechnologien bis 2050	200
10	Verfügbarkeit kritischer mineralischer Rohstoffe	203
10.1	Vorgehensweise	203
10.2	Nachfrage aus dem Ausbau erneuerbarer Energien	203
10.3	Reichweite der Lagerstätten und Kritikalität	205
10.3.1	Seltene Erden	205
10.3.2	Rohstoffe in Photovoltaikanlagen	215
10.3.3	Rohstoffe in Stromspeichertechnologien	221
10.3.4	Zusammenfassung	227
10.4	Mögliche Entwicklung der Umweltbelastungen bei der Gewinnung von Lithium und Seltenen Erden	228
10.4.1	Lithium	228
10.4.2	Seltene Erden	231
10.4.3	Zusammenfassung	232
10.5	Recycling	232
10.5.1	Seltene Erden	233
10.5.2	Rohstoffe in Photovoltaikanlagen	233
10.5.3	Rohstoffe in Stromspeichertechnologien	234
10.5.4	Zusammenfassung	235

11	Gefahrstoffanalysen	236
11.1	Vorgehen	236
11.2	Seltene Erden	236
11.3	Rohstoffe in Photovoltaikanlagen	237
11.3.1	Indium	237
11.3.2	Gallium	237
11.3.3	Selen	238
11.3.4	Cadmiumtellurid	238
11.4	Rohstoffe in Stromspeichertechnologien	238
11.4.1	Lithium	238
11.4.2	Vanadium	239
11.4.3	Nickel	239
11.4.4	Kalium	239
11.5	Zusammenfassung	239
12	Bewertung und Handlungsempfehlungen	241
12.1	Gesamtbewertung	241
12.2	Detailbewertung Windkraft, Photovoltaik und Stromspeicherung	243
12.2.1	Allgemeine Bewertungskriterien	243
12.2.2	Windkraft	243
12.2.3	Photovoltaik	245
12.2.4	Stromspeicherung	247
12.3	Handlungsempfehlungen	249
12.3.1	Handlungsempfehlungen für die Politik	249
12.3.2	Handlungsempfehlungen für die Industrie	251
12.3.3	Handlungsempfehlungen für die Forschung	252
13	Literaturverzeichnis	255
14	Anhang	271
14.1	Windenergie: Technologieroadmap „Upscaling“	271
14.2	Windenergie: Technologieroadmap „HTS“	273
14.3	Photovoltaik: Technologie-Roadmap „Dünnschicht-Renaissance“	275

Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1	Szenarien- und Roadmap-Begriffe in KRESSE	42
Tab. 1-2	Mitglieder des Begleitkreises von KRESSE	42
Tab. 1-3	Rohstoff- und Ressourcenbegriffe in der KRESSE-Studie	43
Tab. 2-1	Technologiematrix erneuerbare Energien	46
Tab. 2-2	Technologiematrix Infrastruktur (Speicher und Netze)	47
Tab. 2-3	Grobanalyse von Technologien der erneuerbaren Energien sowie Infrastruktur-Technologien nach kritischen mineralischen Rohstoffen	49
Tab. 2-4	Kriterien für die Bestimmung der Relevanzstufe hinsichtlich der Kritikalität mineralischer Rohstoffe	50
Tab. 2-5	Erste, grobe Relevanzeinschätzung für Technologien der erneuerbaren Energien hinsichtlich des Einsatzes mineralischer Rohstoffe	51
Tab. 2-6	Erste, grobe Relevanzeinschätzung für Infrastruktur-Technologien hinsichtlich des Einsatzes mineralischer Rohstoffe	52
Tab. 3-1	Übersicht über die betrachteten Energieszenarien, den CO ₂ -Ausstoß und die inländische Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den Jahren 2030 und 2050 (absteigend in der Reihenfolge ihres Erscheinungsdatums sortiert)	57
Tab. 3-2	Übersicht über weitere denkbare zukünftige Ausgestaltungen des Stromsystems und Begründung der Abdeckung ihres Bedarfs an kritischen Rohstoffen durch bereits betrachtete Szenarien	69
Tab. 4-1	Einschätzung zum zukünftigen Bedarf von Stahllegierungselementen für erneuerbare Energien, Speicherung und Netze	72
Tab. 4-2	Maximalabschätzung des Stahlbedarfs für den Ausbau der Windenergie (Onshore und Offshore) bis 2050	76
Tab. 4-3	Stahlbedarf für den Ausbau der geothermischen Stromerzeugung bis 2050 nach Ausbaupfad „Hoch“	81
Tab. 4-4	Spezifischer Bedarf an Stahl-Legierungselementen geothermischer EGS-Kraftwerke (50 MW _{el} , 25 Bohrungen, 5 km Bohrtiefe)	83
Tab. 4-5	Materialbestand im Höchstspannungsnetz in Deutschland	87
Tab. 5-1	Absatz mineralischer Düngemittelsorten in den Wirtschaftsjahren 2007/2008 bis 2011/2012 in Deutschland	90
Tab. 5-2	Analysierte Lebenszyklusstudien von Solarthermieanlagen und ausgewiesene kritische mineralische Rohstoffe	93
Tab. 5-3	Silbereinsatz in solarthermischen Kraftwerken	94
Tab. 5-4	Maximalabschätzung des Silberbedarfs für den Import solarthermischen Stroms nach Deutschland	95
Tab. 5-5	Bedarfe potenziell kritischer Materialien in Batterien	97
Tab. 5-6	Bedarfe potenziell kritischer Materialien für den gewählten Wasserstoffpfad	99

Tab. 6-1	Unterteilung von Aufdach-PV-Anlagen nach Größenklassen	102
Tab. 6-2	Klassifikation in dieser Studie berücksichtigter Photovoltaik-Zelltypen	103
Tab. 6-3	Marktanteile der PV-Technologien bei Neuinstallationen nach Segmenten 2010-2012	107
Tab. 6-4	Marktanteile der PV-Technologien am gesamten Zubau 2010-2012	108
Tab. 6-5	Szenario „Kontinuität“: Anteile verschiedener Installationsarten an der jährlich in Deutschland neu installierten Leistung	117
Tab. 6-6	Szenario „Kontinuität“: Anteile verschiedener Technologien an der jährlich in Deutschland neu installierten Leistung (Aufdach, Freifläche und BIPV)	118
Tab. 6-7	PV-Anlagenpreise	118
Tab. 6-8	Szenario „Dünnschicht-Renaissance“: Anteile verschiedener Installationsarten an der jährlich in Deutschland neu installierten Leistung	120
Tab. 6-9	Szenario „Dünnschicht-Renaissance“: Anteile verschiedener Technologien an der jährlich in Deutschland neu installierten Leistung (Aufdach, Freifläche und BIPV)	121
Tab. 6-10	Übersicht der im deutschen Anlagenmix vertretenen Generatortypen	124
Tab. 6-11	Onshore-Zubau 2012 nach Generatortypen der verschiedenen Hersteller	128
Tab. 6-12	Zubau der deutschen Offshore-Windparks 2009-2012 (Errichtungsjahre)	129
Tab. 6-13	Ergebnisse der Expertenbefragung zur Marktentwicklung der HTS-Technologie für WEA	132
Tab. 6-14	Angenommener Zubau der deutschen Offshore-Windparks in 2020 nach Technologien	134
Tab. 6-15	Szenario „Kontinuität“: Entwicklung der Anteile verschiedener WEA-Klassen am Onshore-Zubau in Deutschland bis 2050	136
Tab. 6-16	Szenario „Kontinuität“: Entwicklung der Anteile verschiedener WEA-Klassen am Offshore-Zubau in Deutschland bis 2050	138
Tab. 6-17	Szenario „Upscaling“: Entwicklung der Anteile verschiedener WEA-Klassen am Onshore-Zubau in Deutschland bis 2050	139
Tab. 6-18	Heutige und zukünftige Offshore-WEA in der EU-NEEDS-Studie	140
Tab. 6-19	Szenario „Upscaling“: Entwicklung der Anteile verschiedener WEA-Klassen am Offshore-Zubau in Deutschland bis 2050	142
Tab. 6-20	Szenario „HTS“: Entwicklung der Anteile verschiedener WEA-Klassen am Onshore-Zubau in Deutschland bis 2050	144
Tab. 6-21	Szenario „HTS“: Entwicklung der Anteile verschiedener WEA-Klassen am Offshore-Zubau in Deutschland bis 2050	145
Tab. 7-1	Klassifikation von Photovoltaik-Zelltypen und ihre kritischen mineralischen Rohstoffe	148
Tab. 7-2	Analysierte Lebenszyklusanalysen von Photovoltaik-Anlagen	149
Tab. 7-3	Indiumbedarf für indiumdotierte Zinnoxide (ITO) in TCOs	150

Tab. 7-4	Spezifischer Indiumbedarf für indiumdotiertes Zinnoxid (ITO)	151
Tab. 7-5	Indiumbedarf von Cl(G)S-Zellen	152
Tab. 7-6	Cadmiumbedarf von Cl(G)S-Zellen	152
Tab. 7-7	Spezifischer Galliumbedarf für Cl(G)S-Zellen	153
Tab. 7-8	Selenbedarf für Cl(G)S-Zellen	153
Tab. 7-9	Tellurbedarf von CdTe-Zellen (Werte gerundet)	154
Tab. 7-10	Cadmiumbedarf für CdTe-Zellen (Rohstoffinhalt in Zelle und -bedarf für Zellproduktion)	155
Tab. 7-11	Bedarf potenziell kritischer Rohstoffe in der Photovoltaik (IST-Zustand)	156
Tab. 7-12	Aktuellste Veröffentlichung zum spezifischen Materialbedarf von Photovoltaik-Modulen zum Vergleich	156
Tab. 7-13	Technologieentwicklung in CdTe und Cl(G)S-Zellen	157
Tab. 7-14	Bedarf kritischer Rohstoffe in der Photovoltaik nach eigener Abschätzung (2025)	159
Tab. 7-15	Bedarf kritischer Rohstoffe in der Photovoltaik nach eigener Abschätzung (2050)	159
Tab. 7-16	Ergebnisse der Bestimmung des spezifischen Bedarfs kritischer mineralischer Rohstoffe für heutige und zukünftige Photovoltaikanlagen	160
Tab. 7-17	Lebenszyklusanalysen von Windenergie-Anlagen <i>mit</i> Einsatz von Seltenen Erden	161
Tab. 7-18	Lebenszyklusanalysen von Windenergie-Anlagen <i>ohne</i> Einsatz von Seltenen Erden	161
Tab. 7-19	Gewählte Seltenerd magnetgewichte von Windturbinen	163
Tab. 7-20	Anteil von Metallen Seltener Erden am Gewicht von Seltenerd magneten für Windturbinen	163
Tab. 7-21	Spezifischer Bedarf von Neodym und Dysprosium in Windturbinen mit permanent erregten Synchrongeneratoren (heutige Anlagen)	164
Tab. 7-22	Zielvorgaben („Materials Roadmap“) für die Entwicklung der Neodym- und Dysprosiumanteile in Seltenerd magneten	164
Tab. 7-23	Entwicklung der Neodym- und Dysprosiumanteile in Windturbinen mit permanent erregten Synchrongeneratoren	165
Tab. 7-24	Angaben der HTS-Expertenbefragung zum Bedarf Seltener Erden in HTS-Generatoren.	165
Tab. 7-25	Berechnung der Yttrium-, Neodym- und Dysprosiumbedarfe in Generatoren mit Hochtemperatur-Supraleitern bei maximalem und minimalem Einsatzvolumen sowie minimaler und maximaler Sauerstoffdotierung	166
Tab. 7-26	Ausgewählter spezifischer Yttrium- und Neodymbedarf für Generatoren mit Hochtemperatur-Supraleitern ab dem Jahr 2030	167
Tab. 7-27	Fortschreibung des spezifischen Bedarfs von Neodym und Dysprosium in Windturbinen mit permanent erregten Synchrongeneratoren auf 2025 und 2050	167

Tab. 7-28	Ergebnisse der Bestimmung des spezifischen Bedarfs kritischer mineralischer Rohstoffe für heutige und zukünftige Windenergieanlagen	167
Tab. 8-1	Eckdaten der PV-Module	172
Tab. 8-2	Massen der wichtigsten Materialien der Systemelemente	173
Tab. 8-3	Umgang mit Datenlücken bei den betrachteten PV-Modulen	174
Tab. 8-4	Darstellung einiger Elementarflüsse für die Modellierung der Photovoltaik-Anlagen	174
Tab. 8-5	Ergebnisse der MIPS-Analyse für die Stromerzeugung mittels CIGS-, a-Si- und c-Si-PV-Anlagen	174
Tab. 8-6	Abiotischer Rohstoffbedarf möglicher kritischer mineralischer Rohstoffe und ihr Anteil am gesamten abiotischen Rohstoffbedarf pro kWh durch CIGS bereitgestellten Stroms	176
Tab. 8-7	Rahmendaten der untersuchten Windturbinen	178
Tab. 8-8	Materialinventar einer E-82 E2	180
Tab. 8-9	Rohstoffbedarf relevanter Materialien für die Modellierung der Windenergieanlagen	180
Tab. 8-10	Materialinventar der Repower 5M inklusive Fundament	183
Tab. 8-11	Ergebnisse der MIPS Analyse für die Repower 5M	184
Tab. 8-12	Vergleich der Ergebnisse für die untersuchten WEA	184
Tab. 8-13	Übersicht der Ergebnisse für die untersuchten WEA pro MW	185
Tab. 9-1	Kumulierter Neodymbedarf der in Deutschland von 2011 bis 2050 neu installierten Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen nach Ausbaupfad und Technologieroadmap	192
Tab. 9-2	Kumulierter Dysprosiumbedarf der in Deutschland von 2011 bis 2050 neu installierten Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen nach Ausbaupfad und Technologieroadmap	193
Tab. 9-3	Kumulierter Bedarf an Indium, Gallium, Selen, Cadmium und Tellur der in Deutschland neu installierten Photovoltaikanlagen nach Ausbaupfad und Technologieroadmap (2011 bis 2050, in Tonnen)	199
Tab. 9-4	Kumulierter Bedarf in Deutschland an potenziell kritischen mineralischen Rohstoffen von 2011 bis 2050 für Batterien in einer Maximalabschätzung	200
Tab. 9-5	Kumulierter Bedarf in Deutschland an potenziell kritischen mineralischen Rohstoffen von 2011 bis 2050 für Wasserstofftechnologien in einer Maximalabschätzung	201
Tab. 10-1	Kumulierter Bedarf an potenziell kritischen mineralischen Rohstoffen von 2011 bis 2050 für Windenergie in Deutschland nach Ausbaupfad und Technologieroadmap	204
Tab. 10-2	Kumulierter Bedarf an potenziell kritischen mineralischen Rohstoffen von 2011 bis 2050 für Photovoltaik in Deutschland nach Ausbaupfad und Technologieroadmap	204
Tab. 10-3	Kumulierter Bedarf an potenziell kritischen mineralischen Rohstoffen von 2011 bis 2050 für Batterien in einer Maximalabschätzung für Deutschland	205

Tab. 10-4	Kumulierter Bedarf an potenziell kritischen mineralischen Rohstoffen von 2011 bis 2050 für Wasserstofftechnologien zur Stromspeicherung in einer Maximalabschätzung für Deutschland	205
Tab. 10-5	Zusammensetzung wichtiger Seltenen Erden Minerale	209
Tab. 10-6	Kosten der Gewinnung von Lithium aus Salzlaugen	228
Tab. 10-7	Kosten der Gewinnung von Lithium aus Spodumen	229
Tab. 10-8	Kosten der Gewinnung von Lithium durch Auslaugung von Ton	229
Tab. 10-9	Größe und Gehalte verschiedener Seltenen Erden Lagerstätten	232

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1	Ablaufplan der KRESSE-Studie	39
Abb. 2-1	Kritikalität und Verwendung von Elementen nach Auswertung von 12 Studien	48
Abb. 3-1	Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Energieträger in den neun betrachteten Szenarien im Jahr 2050 sowie tatsächliche Erzeugung im Jahr 2012	58
Abb. 3-2	Kapazität verschiedener Stromerzeugungs-Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2011 (Ist-Werte) sowie im Jahr 2050 in den jeweils drei abgeleiteten Pfaden „Niedrig“, „Mittel“ und „Hoch“	60
Abb. 3-3	Installierte Kapazität am Ende eines Jahrzehnts (Linien) und Kapazitätsneubau pro Jahrzehnt (Balken) der Onshore-Windenergie in den verschiedenen Ausbaupfaden	61
Abb. 3-4	Installierte Kapazität am Ende eines Jahrzehnts (Linien) und Kapazitätsneubau pro Jahrzehnt (Balken) der Offshore-Windenergie in den verschiedenen Ausbaupfaden	62
Abb. 3-5	Installierte Kapazität am Ende eines Jahrzehnts (Linien) und Kapazitätsneubau pro Jahrzehnt (Balken) der Photovoltaik in den verschiedenen Ausbaupfaden	63
Abb. 3-6	Installierte Kapazitäten von Windkraft-Onshore, Windkraft-Offshore und Photovoltaik im Jahr 2050 nach den zuvor abgeleiteten hohen Ausbaupfaden im Vergleich zu den entsprechenden Kapazitäten im REMax-Szenario von Fraunhofer ISE (2012)	66
Abb. 4-1	Einordnung der Stahlarten für die Bedarfsabschätzung	72
Abb. 4-2	Spezifischer Stahlbedarf geothermischer Kraftwerke	78
Abb. 4-3	Stahlbedarf von Geothermiebohrungen unterschiedlicher Kraftwerkstypen in Abhängigkeit von der Bohrtiefe	79
Abb. 6-1	Aufbau einer Cl(G)S-Zelle	103
Abb. 6-2	Anteile der Segmente am jährlichen Photovoltaik-Zubau in Deutschland 2010-2012	104
Abb. 6-3	Anteil der Zelltechnologien am jährlichen Photovoltaik-Zubau 2010-2012	105
Abb. 6-4	Anteil verschiedener Technologien am Dünnschicht-Zubau 2009-2012	106
Abb. 6-5	Dünnschicht-Materialsysteme	108
Abb. 6-6	Entwicklung der Moduleffizienz der PV-Technologien	111
Abb. 6-7	Kostenvorteil durch Eigenverbrauch von PV-Strom im Haushalt	112
Abb. 6-8	Fahrzeugreichweite mit dem Jahresertrag von 1 a = 100 m ² Energiepflanzenbau (2,3) und 40 m ² PV-Modulen, aufgeständert auf 100 m ² ebener Grundfläche	113
Abb. 6-9	Entwicklung des durchschnittlichen Endkundenpreises für Aufdachanlagen 2006-2012	114
Abb. 6-10	Entwicklung der PV-Anlagen- und Modulpreise im Zeitraum März 2010 – Mai 2012	114
Abb. 6-11	Kostenbestandteile von Aufdachanlagen: kristallin (c-Si) und Dünnschicht (TFPV)	115
Abb. 6-12	Anteil der Balance-of-System-Kosten und der Modulkosten an den gesamten PV-Anlagenkosten	115

Abb. 6-13	Differenz zwischen in Deutschland und China gefertigten kristallinen Modulen (kris Chi, kris Dtl) und Dünnschichtmodulen (CdS/CdTe, a-Si, a-Si/ μ -Si) in €/W _p	116
Abb. 6-14	Szenario „Kontinuität“: Anteile verschiedener Technologien an der jährlich in Deutschland neu installierten Leistung (Aufdach, Freifläche und BIPV)	117
Abb. 6-15	Investitionskosten nach PV-Anlagenleistung, Januar/Februar 2010	120
Abb. 6-16	Szenario „Dünnschicht-Renaissance“: Anteile verschiedener Technologien an der jährlich in Deutschland neu installierten Leistung (Aufdach, Freifläche und BIPV)	121
Abb. 6-17	Funktionsweise eines Direct-Drive Generators	123
Abb. 6-18	Zugebaute Onshore-Windleistung in Deutschland 1990-2012	126
Abb. 6-19	Marktanteile der Hersteller am deutschen Onshore-Zubau 2012	126
Abb. 6-20	Marktanteile der Hersteller am deutschen Onshore-Zubau 2009-2012	127
Abb. 6-21	Marktanteile der verschiedenen Technologien am deutschen Onshore-Zubau 2007-2012	128
Abb. 6-22	Marktanteile der verschiedenen Technologien am deutschen Offshore-Zubau 2009-2012	129
Abb. 6-23	Größenentwicklung der Windenergieanlagen Onshore	130
Abb. 6-24	Entwicklung der Kopfmasse von Windturbinen	131
Abb. 6-25	Szenario „Kontinuität“: Entwicklung der Anteile verschiedener WEA-Klassen am Onshore-Zubau in Deutschland bis 2050	136
Abb. 6-26	Szenario „Kontinuität“: Entwicklung der Anteile verschiedener WEA-Klassen am Offshore-Zubau in Deutschland bis 2050	137
Abb. 6-27	Szenario „Upscaling“: Entwicklung der Anteile verschiedener WEA-Klassen am Onshore-Zubau in Deutschland bis 2050	139
Abb. 6-28	Szenario „Upscaling“: Entwicklung der Anteile verschiedener WEA-Klassen am Offshore-Zubau in Deutschland bis 2050	141
Abb. 6-29	Entwicklung des Zubaus von HTS-Generatoren in Europa	142
Abb. 6-30	Szenario „HTS“: Entwicklung der Anteile verschiedener WEA-Klassen am Onshore-Zubau in Deutschland bis 2050	144
Abb. 6-31	Szenario „HTS“: Entwicklung der Anteile verschiedener WEA-Klassen am Offshore-Zubau in Deutschland bis 2050	145
Abb. 7-1	Fokus der Materialerfassung Kapitel 7	147
Abb. 7-2	Angenommene Veränderung des Materialbedarfs von Cl(G)S- und CdTe-Absorbern in den Jahren 2025 und 2050	158
Abb. 7-3	Auswertung von Studien zu Seltenerd magnetgewichten von Windturbinen	162
Abb. 8-1	Umfang der berücksichtigten Stoffströme in den Methoden MIPS und Ökobilanz	170
Abb. 8-2	Anteil der Hauptbauteile am abiotischen Rohstoffbedarf für die Erzeugung von 1 kWh Strom mit CIGS-, a-Si- und c-Si-Anlagen	175

Abb. 8-3	Abiotischer Rohstoffbedarf bei verschiedenen Wirkungsgraden für c-Si, a-Si und CIGS-Anlagen	176
Abb. 8-4	Rohstoffanteile des abiotischen Rohstoffbedarfs einer Enercon E112 mit 4,5 MW	182
Abb. 9-1	Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Neodymbedarfs neu zugebauter Onshore-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Neodyms für Onshore-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Kontinuität“ je nach Ausbauszenario	188
Abb. 9-2	Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Neodymbedarfs neu zugebauter Offshore-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Neodyms für Offshore-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Kontinuität“ je nach Ausbauszenario	188
Abb. 9-3	Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Dysprosiumbedarfs neu zugebauter Onshore-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Dysprosiums für Onshore-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Kontinuität“ je nach Ausbauszenario	189
Abb. 9-4	Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Dysprosiumbedarfs neu zugebauter Offshore-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Dysprosiums für Offshore-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Kontinuität“ je nach Ausbauszenario	190
Abb. 9-5	Kumulierter Neodymbedarf der in Deutschland von 2011 bis 2050 neu installierten Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen nach Ausbaupfad und Technologieroadmap	191
Abb. 9-6	Kumulierter Dysprosiumbedarf der in Deutschland von 2011 bis 2050 neu installierten Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen nach Ausbaupfad und Technologieroadmap	192
Abb. 9-7	Kumulierter Yttriumbedarf der in Deutschland von 2011 bis 2050 neu installierten Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen in der Technologieroadmap „HTS“ nach Ausbaupfad	193
Abb. 9-8	Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Indiumbedarfs neu zugebauter Photovoltaik-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Indiums für Photovoltaik-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Kontinuität“ je nach Ausbauszenario	194
Abb. 9-9	Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Galliumbedarfs neu zugebauter Photovoltaik-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Galliums für Photovoltaik-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Kontinuität“ je nach Ausbauszenario	196
Abb. 9-10	Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Selenbedarfs neu zugebauter Photovoltaik-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Selens für Photovoltaik-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Kontinuität“ je nach Ausbauszenario	196
Abb. 9-11	Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Cadmiumbedarfs neu zugebauter Photovoltaik-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Cadmiums für Photovoltaik-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Kontinuität“ je nach Ausbauszenario	197

Abb. 9-12	Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Tellurbedarfs neu zugebauter Photovoltaik-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Tellurs für Photovoltaik-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Kontinuität“ je nach Ausbauszenario	198
Abb. 9-13	Kumulierter Bedarf an Indium, Gallium, Selen, Cadmium und Tellur der in Deutschland neu installierten Photovoltaikanlagen nach Ausbaupfad und Technologieroadmap (2011 bis 2050, in Tonnen)	199
Abb. 10-1	Entwicklung der Produktion von Seltenen Erden nach Ländern	207
Abb. 10-2	Verteilung der Reserven an Seltenen Erden	207
Abb. 10-3	Verteilung der Reserven von Neodym inklusive Praseodym	212
Abb. 10-4	Verteilung der Reserven von Dysprosium inklusive Terbium	212
Abb. 10-5	Verteilung der Reserven von Lanthan	214
Abb. 10-6	Verteilung der Reserven von Yttrium	215
Abb. 10-7	Entwicklung der Produktion von Indium	215
Abb. 10-8	Entwicklung der Produktion von Selen	218
Abb. 10-9	Verteilung der Reserven an Selen	218
Abb. 10-10	Entwicklung der Produktion von Cadmium	219
Abb. 10-11	Verteilung der Reserven an Cadmium	220
Abb. 10-12	Entwicklung der Produktion von Tellur	220
Abb. 10-13	Verteilung der Reserven an Tellur	221
Abb. 10-14	Entwicklung der Produktion von Lithium	222
Abb. 10-15	Verteilung der Reserven an Lithium	222
Abb. 10-16	Entwicklung der Produktion von Vanadium	223
Abb. 10-17	Verteilung der Reserven an Vanadium	224
Abb. 10-18	Entwicklung der Produktion von Nickel	225
Abb. 10-19	Verteilung der Reserven an Nickel	225
Abb. 10-20	Entwicklung der Produktion von Kaliumkarbonat	226
Abb. 10-21	Verteilung der Reserven an Kaliumkarbonat	226
Abb. 10-22	TMR, THG und Kosten der Gewinnung und Aufbereitung von Lithiumrohstoffen	230
Abb. 10-23	Verfügbare Lithiumreserven in Abhängigkeit von den Gewinnungskosten	231
Abb. 14-1	Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Neodymbedarfs neu zugebauter Onshore-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Neodyms für Onshore-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Upscaling“ je nach Ausbauszenario	271
Abb. 14-2	Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Neodymbedarfs neu zugebauter Offshore-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Neodyms für Offshore-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Upscaling“ je nach Ausbauszenario	272

Abb. 14-3	Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Dysprosiumbedarfs neu zugebauter Onshore-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Dysprosioms für Onshore-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Upscaling“ je nach Ausbauszenario	272
Abb. 14-4	Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Dysprosiumbedarfs neu zugebauter Offshore-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Dysprosioms für Offshore-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Upscaling“ je nach Ausbauszenario	272
Abb. 14-5	Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Neodymbedarfs neu zugebauter Onshore-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Neodyms für Onshore-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „HTS“ je nach Ausbauszenario	273
Abb. 14-6	Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Neodymbedarfs neu zugebauter Offshore-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Neodyms für Offshore-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „HTS“ je nach Ausbauszenario	273
Abb. 14-7	Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Dysprosiumbedarfs neu zugebauter Onshore-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Dysprosioms für Onshore-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „HTS“ je nach Ausbauszenario	274
Abb. 14-8	Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Dysprosiumbedarfs neu zugebauter Offshore-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Dysprosioms für Offshore-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „HTS“ je nach Ausbauszenario	274
Abb. 14-9	Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Indiumbedarfs neu zugebauter Photovoltaik-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Indiums für Photovoltaik-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Dünnschicht-Renaissance“ je nach Ausbauszenario	275
Abb. 14-10	Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Cadmiumbedarfs neu zugebauter Photovoltaik-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Cadmiums für Photovoltaik-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Dünnschicht-Renaissance“ je nach Ausbauszenario	275
Abb. 14-11	Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Galliumbedarfs neu zugebauter Photovoltaik-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Galliums für Photovoltaik-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Dünnschicht-Renaissance“ je nach Ausbauszenario	276
Abb. 14-12	Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Selenbedarfs neu zugebauter Photovoltaik-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Selens für Photovoltaik-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Dünnschicht-Renaissance“ je nach Ausbauszenario	276
Abb. 14-13	Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Tellurbedarfs neu zugebauter Photovoltaik-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Tellurs für Photovoltaik-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Dünnschicht-Renaissance“ je nach Ausbauszenario	277

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

Abkürzung	Langname
a-Si	Amorphes Silizium
AC	Alternating Current (Wechselstrom)
A-CAES	Adiabatic Compressed Air Energy Storage (Adiabate Druckluftspeicher)
AG	Asynchroner Generator
ASCC	Länderkürzel Alaska in der Ecoinvent-Datenbank
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIPV	Building Integrated Photovoltaic (Gebäudeintegrierte Photovoltaik)
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, und Reaktorsicherheit
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (vorher BMU, Umbenennung Dezember 2013)
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BOS	Balance-of-System
BTL	Biomass-to-Liquid
BZ	Brennstoffzelle
c-Si	Polykristallines Silizium
CAES	Compressed Air Energy Storage (Konventionelle diabatische Druckluftspeicher)
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abtrennung und –lagerung)
CI(G)S	Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid
CIS	Kupfer-Indium-Disulfid
CSP	Concentrated Solar Power (Solarthermische Stromerzeugung)
CTM	Crystalline Silicon Technology and Manufacturing
DD	Direct Drive (Direktantrieb)
DFIG	Doubly-Fed induction generator (Doppelt-gespeiste Asynchronmaschine)
DIN EN	Deutsches Institut für Normung, Übernahme einer Europäischen Normung
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DNI	Direct Normal Irradiation (Direkt-Normal-Strahlung)
DSG	Direct Steam Generation (Direktdampf-Erzeugung)
E	Elektrisch-erregt
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EGS	Enhanced Geothermal System (Oberbegriff für Verfahren in der Tiefengeothermie)
EU	Europäische Union
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
FAME	Fatty-Acid-Methyl-Esther (Biodiesel)
FONA	BMBF-Forschungsprogramm „Forschung für Nachhaltigkeit“

Abkürzung	Langname
FT Synthese	Fischer-Tropsch-Synthese
FVEE	ForschungsVerbund Erneuerbare Energien
GFK	Glasfaserkunststoff
GWS	Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung
HDR	Hot Dry Rock
HFR	Hot Fractured Rock
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HS	High Speed-Getriebe
HTS	High Temperature Superconductor (Hochtemperatursupraleiter)
HVO	Hydrotreated Vegetable Oil
IFNE	Ingenieurbüro für neue Energien
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
ISO	Internationale Organisation für Normung
ITRPV	International Roadmap for Photovoltaics
IWES	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
k. A.	Keine Angabe
kris Chi	in China gefertigte kristalline PV-Module
kris Dtl	in Deutschland gefertigte kristalline PV-Module
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCA	Life Cycle Assessment (Lebenszyklusanalyse)
LCD	Liquid Crystal Display
LCI	Low Carbon Index
LDPE	Low-Density Polyethylene (Polyethylen mit niedriger Dichte)
LD ₅₀ -Rate	mittlere letale Dosis
Li-Ion	Lithium-Ion(en)
MAK-Wert	Maximale Arbeitsplatz-Konzentration
mc-Si	Monokristallines Silizium
MI	Material-Input
MIPS	Materialinput pro Serviceeinheit
MS	Getriebe Middle Speed
NABU	Naturschutzbund Deutschland
o.J.	Ohne Jahr
ORC	Organic Rankine Cycle
OSC	Organic solar cells (Organische Solarzellen)
PCM	Phase Change Materials
PE	Polyethylen
PEM-Brennstoffzelle	Protonenaustauschmembran-Brennstoffzelle
PM	Permanentmagnet
PMSG	Synchrongenerator mit Permanentmagnet
PSW	Pumpspeicherkraftwerk

Abkürzung	Langname
PUR	Polyurethan
PV	Photovoltaik
PVC	Polyvinylchlorid
RE	Rare Earth (Seltene Erden)
RNE	Rat für Nachhaltige Entwicklung
RoHS	Restriction of Harzadous Substances
SE	Seltene Erden
SEO	Seltene Erden Oxide
SET-Plan	Strategic Energy Technology-Plan
SG	Synchroner Generator
SM	Solar Multiple
SOFC-Brennstoffzelle	Stationäre Festoxid-Brennstoffzelle
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
TCO	Transparent Conductive Oxide
TFPV	Thin Film Photovoltaic (Dünschicht-Photovoltaik)
THG	Treibhausgasemissionen
TMR	Total Material Requirement
UBA	Umweltbundesamt
u. U.	unter Umständen
VDMA	Verband Deutscher Maschienen- und Anlagenbau e.V.
V-V-Batterie	Vanadium-Redox-Batterie
WEA	Windenergieanlage
WEEE	Waste Electrical and Electronic Equipment
WWF	World Wide Fund for Nature
μ-Si	Mikromorphes Silizium

Abkürzungen chemischer Elemente und Verbindungen

Abkürzung	Langname
Ag	Silber
Al	Aluminium
Al ₂ O ₃	Aluminiumoxid
As	Arsen
B	Bor
Ba	Barium
CaCl ₂	Calciumchlorid
CaO	Calciumoxid
Ca(OH) ₂	Calciumhydroxid
Ce	Cer
CeO ₂	Cerioxid
Cd	Cadmium
CdCl ₂	Cadmiumchlorid
CdS	Cadmiumsulfid
CdTe	Cadmiumtellurid
Co	Cobalt
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
Cr	Chrom
Cu	Kupfer
Dy	Dysprosium
Dy ₂ O ₃	Dysprosium(III)-oxid
Er	Erbium
Er ₂ O ₃	Erbium(III)-oxid
Eu	Europium
Eu ₂ O ₃	Europium(III)-oxid
Fe	Eisen
Ga	Gallium
GaAs-Ge	Gallium-Arsenid-Germanium
GaN	Galliumnitrid
Gd	Gadolinium
Gd ₂ O ₃	Gadolinium(III)-oxid
Ge	Germanium
H ₂	Wasserstoff
H ₂ SO ₄	Schwefelsäure oder Dihydrogensulfat
HCl	Wasserstoffchlorid
Ho	Holmium
Ho ₂ O ₃	Holmium(III)-oxid
In	Indium

Abkürzung	Langname
In ₂ S ₃	Indium(III)-Sulfid
ITO	Indiumzinnoxid
K	Kalium
KCl	Kaliumchlorid
K ₂ CO ₃	Kaliumkarbonat (umgangssprachlich Pottasche)
KNO ₃	Kaliumnitrat
K ₂ O	Kaliumoxid
La	Lanthan
La ₂ O ₃	Lanthan(III)-oxid
Li	Lithium
LiAl[Si ₂ O ₆]	Lithiumsilikat
Li-Ion	Lithium-Ion
Li ₂ O	Lithiumoxid
Li ₂ CO ₃	Lithiumkarbonat
LiCoO ₂	Lithiumkobaltoxid
LiMn ₂ O ₄	Lithiummangan
LiNiO ₂	Lithiumnickeloxid
Lu	Lutetium
Lu ₂ O ₃	Lutetium(III)-oxid
mc-Si	Multikristalline Solarzellen
Mg	Magnesium
MgO	Magnesiumoxid
Mn	Mangan
Mo	Molybdän
Na ₂ CO ₃	Natriumkarbonat
NaNO ₃	Natriumnitrat
Nd	Neodym
Nd ₂ O ₃	Neodym(III)-oxid
NF ₃	Stickstofftrifluorid
Ni	Nickel
P	Phosphor
PE	Polyethylen
Pm	Promethium
Pr	Praseodym
Pr ₆ O ₂	Praseodymoxid
Pt	Platin
PUR	Polyurethan
PV	Photovoltaik
PVC	Polyvinylchlorid
ReBCO	Barium-Kupferoxid-Gruppen (BCO) mit Seltenen Erden (Re)

Abkürzung	Langname
Sc	Scandium
Se	Selen
SiC	Siliziumcarbid
SiO ₂	Siliziumdioxid
Sm	Samarium
Sm ₂ O ₃	Samarium(III)-oxid
Sn	Zinn
SnO ₂	Zinn(IV)-oxid
SnO ₂ F	Fluor-Zinnoxid
SO ₄	Sulfat
Tb	Terbium
Tb ₄ O ₇	Terbium(III,IV)-oxid
Te	Tellur
Ti	Titan
TiO ₂	Titan(IV)-oxid
Tm	Thulium
Tm ₂ O ₃	Thulium(III)-oxid
V	Vanadium
VO ₂	Vanadiumoxid
Y	Yttrium
Y ₂ O ₃	Yttrium(III)-oxid
Yb	Ytterbium
Yb ₂ O ₃	Ytterbium(III)-oxid
YBCO	Yttrium-Barium-Kupferoxid-Gruppen
ZnOAl	Aluminium-Zinkoxid
ZnS	Zinksulfid
Zr ₂ O ₃	Zirkoniumoxid

Einheiten und Symbole

Einheit/Symbol	Bedeutung
a	annum
g	Gramm
GW	Gigawatt
GW _{el}	Gigawatt elektrische Leistung
GW _p	Gigawatt-Peak
GWh _{el}	Gigawattstunde elektrisch
GWh _{th}	Gigawattstunde thermisch
h	Stunde
K	Kelvin
kg	Kilogramm
kJ	Kilojoule
km	Kilometer
kt	Kilotonne
kV	Kilovolt
kWh	Kilowattstunde
kW _p	Kilowatt peak
m	Meter
mm	Millimeter
m ²	Quadratmeter
m ³	Kubikmeter
Mio.	Millionen
mol	Molares Volumen
Mt	Megatonne
MW	Megawatt
MW _p	Megawatt peak
MW _{el}	Megawatt elektrisch
MWh _{el}	Megawattstunde elektrisch
nm	Nanometer
η	Wirkungsgrad
ppm	parts per million
rpm	Umdrehungen pro Minute
s	Sekunde
t	Tonnen
TWh	Terawattstunde
W	Watt
W _p	Watt peak
€	Euro
\$	Dollar
μm	Mikrometer

Zusammenfassung

Hintergrund

Im Energiekonzept der Bundesregierung wird den erneuerbaren Energien die Funktion einer „tragenden Säule einer zukünftigen Energieversorgung“ zugeschrieben. Ziel der Bundesregierung ist es, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 auf 18 % und bis 2050 auf 60 % zu erhöhen. Betrachtet man nur die Stromerzeugung, soll hier der Anteil aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2050 auf 80 % steigen. Für die Umsetzung der Energiewende und speziell den Ausbau erneuerbarer Energien sind jedoch nicht nur energiewirtschaftliche oder Klimaschutz-Kriterien maßgeblich, sondern es bedarf einer umfassenden Nachhaltigkeitsbewertung der einzelnen Technologien unter Berücksichtigung verschiedener Kriterien. Dies sind z. B. kurz- und langfristige Kostenaspekte, die Versorgungssicherheit, die Auswirkungen auf Landnutzung und Landschaftsbild, die Akzeptanz in der Gesellschaft, Umweltwirkungen sowie auch der Ressourcenbedarf.

Bei der *Ressourcenbewertung* ist unstrittig, dass die Gesamt-Ressourceninanspruchnahme eines Energiesystems generell erheblich niedriger ist, wenn dieses nicht auf fossilen, sondern auf erneuerbaren Energien basiert (und dabei nicht hauptsächlich auf Biomasse ausgerichtet ist). Ursächlich dafür ist hauptsächlich, dass die zur *Bereitstellung* von Endenergie (Strom, Wärme und Treibstoffe) eingesetzten fossilen Primärenergieträger als Ressourceninanspruchnahme zu werten sind. Dies bedeutet aber nicht zwangsläufig, dass die erneuerbaren Energien hinsichtlich des Ressourceneinsatzes in jedem Fall als unproblematisch zu betrachten sind. Insbesondere der Verbrauch und die langfristige Verfügbarkeit der *mineralischen Rohstoffe*, die in der Regel zur *Herstellung* von Energiewandlern und Infrastruktur benötigt werden, wurden bisher wenig untersucht. Von besonderem Interesse sind dabei sowohl die Verfügbarkeit von *Seltenen Elementen* wie z. B. Indium, Gallium, Lanthan oder Neodym als auch anderer *in ihrer Funktion wichtiger Rohstoffe* wie z. B. Nickel oder Vanadium.

Zielsetzung und Vorgehensweise der Studie

Die vorliegende Studie versucht, die bisherige Bewertungslücke zu schließen und damit einen Beitrag zur ganzheitlichen Nachhaltigkeitsanalyse erneuerbarer Energien zu leisten. Da Deutschland mit der Energiewende international eine Vorreiterrolle für viele andere Länder inne hat, war es Ziel der Studie, Hinweise darauf zu geben, ob und wie sich eine Energiewende mit hohem Ausbau erneuerbarer Energien ressourceneffizienter gestalten lässt.

Im Rahmen der Studie wurde dafür untersucht, welche „kritischen“ mineralischen Rohstoffe für die Herstellung von Technologien, die Strom, Wärme und Kraftstoffe aus erneuerbaren Energien erzeugen, bei einer zeitlichen Perspektive bis zum Jahr 2050 in Deutschland relevant sind. Die Einschätzung als „kritisch“ umfasst dabei die langfristige Verfügbarkeit der identifizierten Rohstoffe, die Versorgungssituation, die Recyclingfähigkeit und die Umweltbedingungen der Förderung. Einbezogen in die Analyse wurden zunächst alle Technologien, die nach vorliegenden Energieszenarien in Deutschland in den kommenden Jahrzehnten zum Einsatz kommen könnten, ergänzt um Infrastrukturanlagen wie Energiespeicher und Stromnetze. Sekundäranwendungen wie z. B. Batterien in Elektrofahrzeugen, die erneuerbare Energien nicht *direkt* nutzen, wurden nicht betrachtet.

Die Analyse erfolgte unter Bezugnahme auf verschiedene Langfrist-Energieszenarien, die in den letzten Jahren für das Energiesystem in Deutschland erstellt wurden. Sie beschreiben unterschiedliche Pfade des Ausbaus erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2050, bis im Extremfall hin zur vollständigen Deckung des Strom- und Wärmebedarfs aus erneuerbaren Energien. Aus diesen Szenarien wurde für relevante Technologien der langfristige Zubaubedarf identifiziert. Darauf aufbauend wurden Roadmaps entwickelt, in denen die zukünftigen Marktanteile und eine mögliche technische Entwicklung verschiedener Anlagentypen abgeschätzt wurden. Durch Verknüpfung des Zubaubedarfs mit den spezifischen Materialverbräuchen im Zeitablauf konnten die kumulierten Mengen an mineralischen Rohstoffen ermittelt und bewertet werden, die für die Herstellung der erforderlichen Kapazitäten bis 2050 benötigt werden.

Gesamtbewertung

Die Studie macht deutlich, dass die geologische Verfügbarkeit mineralischer Rohstoffe für den geplanten Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland grundsätzlich keine limitierende Größe darstellt. Dabei kann jedoch möglicherweise nicht jede Technologievariante unbeschränkt zum Einsatz kommen.

Bewertung als *unkritisch*

Von den untersuchten Technologien haben sich mit hoher Wahrscheinlichkeit als *unkritisch* in Bezug auf die Versorgung mit mineralischen Rohstoffen erwiesen:

- Nutzung im Stromsektor: Solarthermie, Wasserkraft, Windkraftanlagen ohne Seltenerd-magneten, siliziumbasierte kristalline Photovoltaik
- Nutzung im Wärmesektor: Geothermie, Solarthermie
- Infrastruktur: Stromnetze, einzelne Typen von Stromspeichern, alkalische Elektrolyse und SOFC-Brennstoffzellen

Zwar ist die Versorgung mit mineralischen Rohstoffen bei der Nutzung von *Biomasse* und *Biokraftstoffen* im Strom- und Wärme- bzw. im Verkehrssektor ebenfalls nicht als kritisch einzustufen, doch müssten für deren Bewertung die Verfügbarkeit der Biomasse als solcher und die damit je nach Art der Biomasse verbundenen Probleme insbesondere der Flächennutzung und Nutzungskonkurrenz berücksichtigt werden, die nicht Gegenstand dieser Studie sind.

Bewertung als *kritisch*

Als *kritisch* in Bezug auf die Versorgung mit mineralischen Rohstoffen wurden einzelne Komponenten bzw. Subtechnologien der *Windkraft*, der *Photovoltaik* sowie der *Batteriespeicherung* identifiziert. Für diese Technologien bestehen jedoch unkritische Alternativen, die in Zukunft verstärkt zum Einsatz kommen könnten oder bereits heute marktdominierend sind.

a) Windkraft

Die Windenergienutzung (onshore und offshore) wurde hinsichtlich des Verbrauchs von Neodym (Nd) und Dysprosium (Dy) untersucht, die zunehmend in Permanentmagneten hoher Feldstärke in Generatoren verwendet werden. Betrachtet man lediglich die *geologische Verfügbarkeit*, können alle hier betrachteten Szenarien und Ausbaupfade für die Windenergie-

nutzung in Deutschland umgesetzt werden, selbst wenn ein ähnlicher Ausbau der Windenergie auch für alle anderen Länder angenommen werden würde.

Doch trotz hoher Verfügbarkeit kann eine ausreichende *Versorgung* mit den benötigten Mengen für Deutschland jedoch nicht unbedingt garantiert werden. Zum einen ist die Ausbringung der Mineralien mit teilweise nur 10 % gering. Die im Prinzip in ausreichenden Mengen verfügbaren Mineralien bleiben so teilweise oder überwiegend ungenutzt. Zudem muss die sehr unterschiedliche Umweltperformance bei ihrer Gewinnung beachtet werden. Je nach abgebauten Mineralien, Aufbereitungstechnologien und Beimengungen anderer Materialien zu den abgebauten Mineralien besteht eine erhebliche Umweltbelastung beim Abbau von Neodym und Dysprosium. Zum anderen besteht eine hohe Abhängigkeit von wenigen Liefernationen mit entsprechenden Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. Insbesondere für Dysprosium ist China die derzeit einzig relevante Fördernation. Dysprosium ist in Seltenerd-magneten jedoch notwendig, um die ansonsten sehr niedrige Curie-Temperatur von Neodym-Eisen-Bor-Magneten auf ein akzeptables Maß zu erhöhen. Derzeit ist unklar, ob sich weitere Lieferanten-Länder dauerhaft etablieren können und zu welchen Bedingungen der Abbau erfolgen würde (unter Anderem Förderkosten, Qualität der Lagerstätten, Umweltgesetzgebung).

Trotz der Vorteile von Seltenerd-magneten (Ermöglichung leistungsfähigerer, leichter Anlagen) sollten daher aufgrund des mit dieser Abhängigkeit verbundenen Risikos auch etablierte oder neuartige Technologien ohne den Einsatz von Seltenen Erden weiterentwickelt werden.

- Für *onshore*-Anlagen ist der Einsatz von Neodym und Dysprosium nicht unbedingt notwendig, da Probleme wie ein hohes Gondelgewicht und kostenintensive Wartungsarbeiten für Turbinen hauptsächlich *offshore*-Anlagen betreffen. Zumindest kann der zuletzt sehr ansteigende Trend, auch *onshore*-Anlagen mit Seltenerd-magneten zu verwenden, nicht mit den gleichen Anforderungen wie für *offshore*-Anlagen begründet werden. *Onshore* könnten insbesondere in der 1 – 3 MW-Klasse weiterhin die unkritischen, elektrisch erregten Generatoren verwendet werden.
- Im Falle von *offshore*-Anlagen könnten langfristig möglicherweise elektrisch-erregte Synchrongeneratoren eingesetzt werden, in denen keramische Hochtemperatursupraleiter (HTS) das Kupfer in den Rotorwindungen teilweise ersetzen und damit deutlich geringere Generatorgewichte und -volumen aufweisen als derzeit übliche direktangetriebene Synchrongeneratoren. Daneben könnten außerdem Synchron-Reluktanzgeneratoren langfristig eine Rolle spielen. Diese Generatortypen benötigen keine Seltenen Erden und weisen gegenüber Asynchrongeneratoren einen besseren Wirkungsgrad und geringere Wärmeverluste auf.

Solange im *offshore*-Bereich Anlagen mit Seltenerd-magneten verwendet werden, sollten sie möglichst recyclinggerecht konstruiert werden. Perspektivisch sollte die Entwicklung eines Recyclingsystems geprüft werden, um zumindest für den Ersatzbedarf in 20 – 30 Jahren auf recyceltes Neodym und Dysprosium zurückgreifen zu können. Hierbei gilt es jedoch für ein hochwertiges Recycling noch verfahrenstechnische Hürden zu überwinden.

b) Photovoltaik

Die Photovoltaiknutzung wurde hinsichtlich des Verbrauchs von Indium (In), Gallium (Ga), Selen (Se), Silber (Ag), Cadmium (Cd) und Tellur (Te) untersucht. In der Bewertung wurde zwischen kristalliner Photovoltaik und Dünnschicht-Photovoltaik unterschieden.

- Kristalline Photovoltaik (siliziumbasiert)

Der Ausbau der siliziumbasierten kristallinen Technik, die 2012 in Deutschland einen Anteil von 97 % an den neu verkauften Anlagen hatte, ist prinzipiell unkritisch.

- Dünnschicht-Photovoltaik – CdTe-Zellen

Für Deutschland wurde aus verschiedenen Gründen ein Auslaufen der Technologie bis 2020 angenommen. Die bis zum Jahr 2020 benötigten Mengen an Cadmium und Tellur werden als unproblematisch angesehen.

- Dünnschicht-Photovoltaik – Cl(G)S (Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid) - Zellen

Eine Deckung des Bedarfs an *Indium* erscheint langfristig nicht sichergestellt. Es besteht insbesondere eine große Nutzungskonkurrenz durch den zunehmenden Bedarf für die LCD-Fertigung und gleichzeitig eine hohe Abhängigkeit von einem Lieferland (China). Selbst die Beibehaltung des derzeitigen Marktanteils (3 % in 2012) dürfte – außer in einem niedrigen Ausbaupfad von bis 0,66 GW installierter Leistung in 2050 – schwer realisierbar sein. Eine Deckung des Bedarfs an *Selen* aus konventionellen Quellen erscheint unsicher, insbesondere da Selen nur als Nebenprodukt gewonnen wird, so dass zumindest ein hoher Ausbau dieser Dünnschicht-Technologie (bis zu 37 GW installierter Leistung in 2050) als kritisch anzusehen ist.

- Dünnschicht-Photovoltaik – a-Si-Zellen

Angesichts der oben dargestellten kritischen Aussichten für die Verfügbarkeit von Indium sollten die Bemühungen der Industrie unterstützt werden, das indiumhaltige ITO TCO-Substrat der a-Si Zellen durch andere leitfähige Substrate zu ersetzen.

Falls die Dünnschicht-Technologie als zukünftig marktrelevant eingeschätzt wird, sollte daher die Forschung für indium- und selenfreie bzw. indium- und selenreduzierte Dünnschicht-Zellen weiter vorangetrieben werden. Gleichzeitig sollte die Industrie motiviert werden, Photovoltaikanlagen recyclinggerecht zu konstruieren und auf die Anforderungen der seit 2014 in der EU auch für Photovoltaikanlagen geltenden WEEE-Richtlinie (Waste Electrical and Electronic Equipment) abzustellen. Um generell den Materialverbrauch von Photovoltaik-Systemen weiter zu senken, sollten sie verstärkt in andere Anwendungen integriert werden (z. B. Fassaden, Dächer, semitransparente Abdeckungen bzw. Verglasungen oder Verschattungseinrichtungen).

c) Stromspeicherung

Die Stromspeicherung wurde hinsichtlich des Verbrauchs von Lithium (Li), Vanadium (V), Nickel (Ni), Kalium (Ka), Lanthan (La) und Yttrium (Y) am Beispiel eines Systems mit „sehr hohem“ Ausbau von Windkraft und Photovoltaik untersucht. Dabei wurden Batteriespeicher zur kurzfristigen, großskaligen Speicherung (Redox-Flow-Batterien und Lithium-Ionen-Batterien) und die alkalische Elektrolyse und Wasserstoff-Speicherung mit Rückverstromung durch SOFC-Brennstoffzellen für die mittel- und langfristige Speicherung betrachtet.

- **Batterie-Speicherung (großskalig)**

Die Rohstoffversorgung für die derzeit gängigen Redox-Flow-Batterien auf Vanadium-Basis ist als kritisch anzusehen. Es besteht insbesondere eine große Nutzungskonkurrenz, da Vanadium ein wichtiges Legierungselement z. B. für Werkzeugstähle ist. Demgegenüber gibt es mit China, Südafrika und Russland nur drei relevante Förderländer. Es wird empfohlen, für *Kurzzeitspeicher* die aus Sicht der Ressourcenverfügbarkeit unkritischeren Lithium-Ionen-Batterien oder physikalische Speicher (Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher) zu verwenden, solange keine Redox-Flow-Batterien mit Vanadium-freien oder -reduzierten Elektrolyten für den gleichen Zweck zur Verfügung stehen. Entsprechende Alternativen sind in der Entwicklung, es kann jedoch noch nicht eingeschätzt werden, ob und wann sie sich am Markt durchsetzen werden. Bei der Forschung steht insbesondere die Skalierbarkeit auf große Leistungen und die Speicherkapazität im Vordergrund.
- **Alkalische Elektrolyse und Wasserstoff-Speicherung mit Rückverstromung durch SOFC**

Hinsichtlich der *Langzeitspeicherung* ist der untersuchte Wasserstoffpfad als voraussichtlich unkritisch anzusehen.

Bewertung noch nicht möglich

Hinsichtlich der *geothermischen Stromerzeugung* kann im Fall eines starken Zubaus ein relevanter Bedarf an verschiedenen kritischen Legierungselementen zumindest nicht ausgeschlossen werden. Verschiedene Argumente sprechen dafür, die geothermische Stromerzeugung in Hinblick auf ihren zukünftigen Bedarf an Stahllegierungen (auch im Vergleich zur Windkraft) als „relevant“ einzuschätzen: Hierzu gehören der hohe spezifische Stahlbedarf tiefegeothermischer Anlagen sowie die schlechte Substituierbarkeit von Legierungen durch teilweise hohe technische Anforderungen an die verwendeten Werkstoffe. Für eine richtungssichere Hochrechnung dieses Bedarfs ist die Datenbasis allerdings noch nicht ausreichend, so dass für Geothermie derzeit keine Aussage getroffen werden kann.

Schlussfolgerungen

Während der Wärme- und der Verkehrssektor beim *direkten Einsatz* erneuerbarer Energien mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht als kritisch anzusehen sein wird, sollte mit Bezug auf die aufgeworfene Untersuchungsfrage ein Augenmerk auf den Stromsektor gelegt werden. Auch wenn die Verfügbarkeit mineralischer Rohstoffe für die relevanten Technologien kein Problem darstellt, sollten mögliche Versorgungsrisiken aufgrund von Abhängigkeiten von wenigen Lieferländern und Nutzungskonkurrenzen beachtet werden. Obwohl hier derzeit kein dringender Handlungsbedarf gegeben ist, sollten die abgeleiteten Handlungsempfehlungen aufgrund der langen Vorlaufzeit in Forschung und Entwicklung zügig umgesetzt werden, so dass „kritische“ Situationen im Stromsektor von vornherein vermieden werden können.

Einen zentralen Aspekt der in der Studie abgeleiteten Politikempfehlungen bildet der Vorschlag, den Schwerpunkt bei der Sicherung der Rohstoffversorgung Deutschlands mittelfristig auf Effizienz- und Recyclingstrategien zu legen. So sollte die Erhöhung der Ressourceneffizienz und die Recyclingfähigkeit bereits bei der Technologieentwicklung im Vordergrund stehen; zudem sollten die bereits vorhandenen Recyclingpotenziale genutzt werden. Jedes Recyclingverfahren ist jedoch mit teils beträchtlichen Materialverlusten sowie teilweise auch

einem hohen Energieeinsatz verbunden. In vielen Fällen (z. B. bei Seltenerdsmagneten) fällt ein hochwertiges Recycling auch insgesamt schwer. Neben Recyclingstrategien sollten daher insbesondere auch Strategien zur Verlängerung von Nutzungs- und Lebensdauer treten. Hier bedarf es einer engen Zusammenarbeit mit der Industrie.

Der Forschung wird insbesondere empfohlen, die hier vorgelegte Analyse auf weitere Sektoren und Produkte auszudehnen, für die mineralische Rohstoffe nachgefragt werden, Langfrist-Energieszenarien mit Ressourcenanalysen zu verknüpfen und Konzepte zur generellen Ressourcenminimierung beim Umbau des Energiesystems zu entwickeln.

Abschließend sei darauf hingewiesen, dass alle hier gezeigten Ergebnisse unter dem Vorbehalt stehen, dass die Annahmen und Daten zur Ressourcensituation äußerst unsicher sind und jegliche Fortschreibung über einen so langen Zeitraum daher mit Vorsicht betrachtet werden sollte. Zudem stellen die dargestellten Szenarien und Roadmaps zur Technologie- und Marktentwicklung naturgemäß keine „Prognose“ im engeren Sinne dar, sondern sind als mögliche Entwicklungspfade zu verstehen, die von vielen Annahmen abhängig sind.

Summary

Background

The Federal Government's energy concept ascribes renewable energies the role of an "important pillar of future energy supply". According to targets set by the Federal Government, renewable energies are to account for 18 per cent of gross final energy consumption by 2020, rising to 60 per cent by 2050. If only electricity generation is considered, the proportion of gross electricity consumption contributed by electricity from renewable energy sources is to increase to 80 per cent by 2050. However, it is not only energy supply or climate protection criteria that play a crucial role in realising the energy turnaround and, in particular, the development of renewable energy sources – a comprehensive sustainability assessment of the individual technologies must be made taking into account a variety of criteria. Such criteria include short- and long-term cost considerations, energy security, the impact on land use and the countryside, social acceptability, environmental impacts and resource requirements.

When it comes to *resource assessments*, it is recognised that the overall resource utilisation of an energy system is generally considerably lower if it is based on renewable energies (albeit not primarily on biomass) rather than on fossil fuels. The main reason for this is that the primary fossil energy sources deployed for the *provision* of final energy (electricity, heat and fuels) should be considered as resource utilisation. However, this does not necessarily mean that renewable energies must always be considered as being unproblematic with regard to the use of resources. In particular, limited research has been undertaken on the consumption and long-term availability of *minerals*, usually required in the *manufacture* of energy converters and infrastructure. In this connection, the availability of *rare earth elements*, such as indium, gallium, lanthanum and neodymium, and other *raw materials that play a significant role*, such as nickel and vanadium, is of particular interest.

Objective of the study and the approach taken

The present study attempts to close the previous assessment gap, contributing to the holistic sustainability analysis of renewable energies. Since Germany's energy turnaround means the country assumes a pioneering role on the international arena, the aim of the study was to provide an indication as to whether and how the transformation of the energy supply system can be shaped more resource-efficiently with a high degree of expansion of renewable energies.

To achieve this, the study involved investigating which "critical" minerals are relevant in Germany for the production of technologies that generate electricity, heat and fuels from renewable energies in a time perspective up to 2050. In this connection, the assessment of being "critical" comprises the long-term availability of the raw materials identified, the supply situation, recyclability and the environmental conditions governing their extraction. In the first instance, all technologies referred to in existing energy scenarios in Germany that may be used in the decades ahead were included in the analysis, supplemented by infrastructure such as energy storage systems and electricity grids. Secondary applications such as batteries in electric vehicles that do not make *direct* use of renewable energies were not taken into consideration.

The analysis was undertaken with reference to different long-term energy scenarios created in recent years for the energy supply system in Germany. These scenarios describe different

trajectories for the development of renewable energies up to 2050, right up to the extreme case of the full coverage of electricity and heat requirements from renewable energies. The long-term need for new capacities was identified from these scenarios for relevant technologies. Based on these findings, roadmaps were developed in which the future market shares and the possible technological development of different types of plant were estimated. Linking the need for new capacities to specific material consumptions over time enabled cumulated quantities of minerals required to produce the necessary capacities by 2050 to be determined and assessed.

Overall assessment

The study shows that the geological availability of minerals does not generally represent a limiting factor in the planned expansion of renewable energies in Germany. It may not be possible, however, for each technology variant to be used to an unlimited extent.

Assessment as being *non-critical*

Of the technologies investigated, the following have proven to be most probably *non-critical* with regard to the supply of minerals:

- Use in the electricity sector: solar thermal energy, hydropower, wind turbines without rare earth magnets, silicon-based crystalline photovoltaics
- Use in the heating sector: geothermal energy, solar thermal energy
- Infrastructure: electricity grids, specific types of electricity storage devices, alkaline electrolysis and solid oxide fuel cells

The supply of minerals in the use of *biomass* and *biofuels* in the electricity, heat and transport sectors cannot be classified as being critical either. However, the availability of biomass itself and the associated problems, especially land use and competitive usage, depending on the type of biomass, would have to be taken into account. These are not within the scope of this study though.

Assessment as being *critical*

Specific elements or sub-technologies of *wind energy*, *photovoltaics* and *battery storage* were identified as being *critical* with regard to the supply of minerals. However, there are non-critical alternatives to these technologies that could increasingly be used in future or that already dominate the market.

a) Wind energy

The use of wind energy (both onshore and offshore) was investigated with regard to the consumption of neodymium (Nd) and dysprosium (Dy), which are increasingly being employed in high field strength permanent magnets in generators. If only *geological availability* is taken into consideration, all of the scenarios and trajectories considered here for wind energy utilisation in Germany can be implemented, even if a similar expansion of wind energy is also assumed for all other countries.

In spite of a high degree of availability, however, an adequate *supply* of the required quantities cannot necessarily be guaranteed for Germany. On the one hand, recovery from mines

is poor, in some cases only 10 per cent. Hence the minerals, available in sufficient quantities in principle, remain partially or predominantly unused. In addition, the very different environmental performance involved in their extraction must be borne in mind. Depending on the minerals extracted, processing technologies and additions of other materials to the minerals extracted, the mining of neodymium and dysprosium has a considerable environmental impact. On the other hand, there is excessive dependence on a few supplier states with a concomitant effect on security of supply. China is the only relevant dysprosium-producing country at present, for example. However, dysprosium is necessary in rare earth magnets in order to increase the otherwise very low Curie temperature of neodymium iron boron magnets to an acceptable level. It is currently unclear whether other supplier countries will be able to become established in the long run and under which conditions the mineral would be extracted (production costs, quality of storage sites, environmental legislation, and so on).

In spite of the advantages of rare earth magnets (enabling more powerful, lighter facilities), established or novel technologies that do not involve the use of rare earths should therefore also be further developed, due to the risk associated with such a dependence.

- The use of neodymium and dysprosium is non-essential for *onshore* facilities, since problems such as very heavy nacelles and expensive maintenance work for turbines mainly affect offshore facilities. At the very least, the recent rapidly growing trend of also using onshore facilities with rare earth magnets cannot be justified by the same requirements as for offshore facilities. Non-critical, electrically excited generators could still be used onshore, particularly in the 1 to 3 MW class.
- In the case of *offshore* facilities, electrically excited synchronous generators could perhaps be used in the long run; here ceramic high temperature superconductors (HTS) partially take the place of copper in the rotor coils, exhibiting much lower generator weights and volumes than the current direct-drive synchronous generators. In addition, synchronous reluctance generators could also play a role in the long term. These types of generator do not require any rare earths, and achieve better efficiency and less heat loss than asynchronous generators.

As long as facilities with rare earth magnets are used offshore, they should ideally be designed to be recyclable. Looking forward, the development of a recycling system ought to be tested so that at least recycled neodymium and dysprosium can be resorted to in 20 to 30 years' time for replacement purposes. In this connection, it is essential to overcome procedural hurdles to facilitate top-quality recycling.

b) Photovoltaics

The use of photovoltaics was explored with regard to the consumption of indium (In), gallium (Ga), selenium (Se), silver (Ag), cadmium (Cd) and tellurium (Te). In the assessment, a differentiation was made between crystalline photovoltaics and thin-film photovoltaics.

- Crystalline photovoltaics (silicon-based)
The expansion of the silicon-based crystalline technology, which accounted for 97 per cent of new systems purchased in Germany in 2012, is non-critical in principle.
- Thin-film photovoltaics – CdTe cells

It was assumed for various reasons that the technology would be phased out in Germany by 2020. The quantities of cadmium and tellurium required up to 2020 are regarded as unproblematic.

- Thin-film photovoltaics – Cl(G)S (copper indium gallium diselenide) cells

The demand for *indium* does not appear to be secured in the long term. In particular, there is a major competitive usage due to increasing demand in LCD production, and simultaneously a high dependence on one supplier country (China). It would even be difficult to maintain the current market share (3 per cent in 2012) – apart from in a low trajectory of up to 0.66 GW installed capacity in 2050. It appears uncertain whether the need for *selenium* can be met from conventional sources, particularly because selenium is only obtained as a by-product. Hence a major expansion of this thin-film technology (up to 37 GW installed capacity in 2050) at least must be considered as being critical.

- Thin-film photovoltaics – a-Si cells

In view of the prospects for the availability of indium as presented above, the efforts of the industry to replace the indium-based ITO TCO substrate of a-Si cells with other conductive substrates ought to be supported.

If thin-film technology is viewed as being relevant to the market in the future, further research should therefore be conducted on thin-film cells with no or little indium or selenium. At the same time, the industry should be encouraged to design recyclable photovoltaic solar systems and to apply the requirements set out in the WEEE Directive (Waste Electrical and Electronic Equipment), which has also applied to photovoltaic solar systems in the EU since 2014. In order to further reduce the material consumption of photovoltaic systems in general, they should increasingly be integrated in other applications (for example, façades, roofs, semi-transparent coverings, glazing or shading devices).

c) Electricity storage

Electricity storage was investigated with regard to the consumption of lithium (Li), vanadium (V), nickel (Ni), potassium (K), lanthanum (La) and yttrium (Y) using the example of a system with a “very high” level of expansion of wind energy and photovoltaics. In this connection, consideration was given to battery storage for short-term, large-scale storage (redox flow batteries and lithium-ion batteries) and to alkaline electrolysis and hydrogen storage with reconversion in solid oxide fuel cells for medium- and long-term storage.

- Battery storage (large-scale)

Raw material supply for commonly available vanadium-based redox flow batteries must be considered as being critical. In particular, there is a major competitive usage because vanadium is an important alloying element, e.g. for tool steels. This is compounded by the fact that there are only three relevant producer countries, namely China, South Africa and Russia. It is recommended to use lithium-ion batteries, which are considered to be less critical from the perspective of resource availability, or physical storage facilities (pumped storage plants, compressed air reservoirs) for *short-term storage*, as long as no redox flow batteries with vanadium-free or -reduced electrolytes are available for the same purpose. Relevant alternatives are at the development stage; it is not yet possible

to gauge whether these will succeed on the market, and if so, when. Research focuses primarily on scalability to high performance and storage capacity.

- Alkaline electrolysis and hydrogen storage with reconversion in solid oxide fuel cells

In terms of *long-term storage*, the analysed hydrogen trajectory is expected to be considered as being non-critical.

Assessment not yet possible

With regard to *geothermal electricity generation*, a relevant demand for various critical alloying elements cannot at least be ruled out in the case of a major expansion. There are several arguments in favour of assessing geothermal electricity generation as “relevant” with regard to its future demand for steel alloys (also compared to wind power): such arguments include the high demand for specific steel in deep geothermal energy plants and the poor substitutability of alloys, due in part to the high technical demands placed on the materials used. However, the data base is as yet inadequate for forecasting this demand reliably, meaning that no conclusions can be drawn at present for geothermal energy.

Conclusions

Whilst the heating and transport sectors are most probably not considered as being critical in the event of the *direct use* of renewable energies, attention needs to be paid to the electricity sector with reference to the research question raised. Even if the availability of minerals for the relevant technologies is not a problem, potential supply risks owing to dependencies on a few supplier countries and competitive usages should be borne in mind. Although there is no urgent need for action in this case at present, the recommendations for action derived from the study should be implemented swiftly due to the long lead time inherent in research and development, enabling “*critical*” situations in the electricity sector to be avoided from the outset.

One central aspect of the policy recommendations derived from the study is the proposal to focus in the medium term on efficiency and recycling strategies in the bid to secure Germany’s raw material supply. For example, increasing resource efficiency and recyclability should be key elements of technology development, and existing potential for recycling should also be exploited. However, every recycling process entails a considerable loss of material in some cases as well as a high energy input. In many cases (for example, where rare earth magnets are concerned) top-quality recycling is altogether difficult. For this reason, strategies for prolonging the useful life and life cycle of systems should be pursued alongside recycling strategies. In this case, close cooperation with industry is required.

Researchers are particularly recommended to extend the analysis presented here to additional sectors and products for which minerals are required, to combine long-term energy scenarios with resource analyses, and to develop schemes for generally minimising the use of resources in the transformation of the energy system.

Finally, it should be noted that all of the findings shown here are subject to the provision that the assumptions and data concerning the resource situation are highly uncertain, and that any projection over such a long period should therefore be treated with caution. In addition, it goes without saying that the presented scenarios and roadmaps concerning technology and

market development do not constitute “forecasts” in the narrow sense, but shall be viewed as possible trajectories that are contingent upon many assumptions.

1 Hintergrund, Zielsetzung und Vorgehensweise

1.1 Hintergrund

Im Energiekonzept der Bundesregierung wird den erneuerbaren Energien die Funktion einer „tragenden Säule einer zukünftigen Energieversorgung“ zugeschrieben. Ziel der Bundesregierung ist es, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 auf 18 % und bis 2050 auf 60 % zu erhöhen. Betrachtet man nur die Stromerzeugung, soll hier der Anteil aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2050 auf 80 % steigen. Gegenüber dem aktuellen Anteil entspricht dies eine Erhöhung um deutlich mehr als den Faktor drei. (Bundesregierung 2010a) Im Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung wurden Ende 2013 neue Zwischenziele für die Erhöhung dieses Anteils vereinbart. Demnach soll die Stromerzeugung bis zum Jahr 2025 einen Anteil von 40 bis 45 % und bis zum Jahr 2035 einen Anteil von 55 bis 60 % erreichen (CDU et al. 2013). Die Bundesregierung betont dabei in ihrem Energiekonzept, dass diese ambitionierten Ziele nicht ohne eine Optimierung des gesamten Energieversorgungssystems realisierbar sein werden, wozu insbesondere auch Netze und Speicher betrachtet werden müssen. (Bundesregierung 2010a)

Für die Umsetzung der Energiewende und speziell den Ausbau erneuerbarer Energien sind jedoch nicht nur energiewirtschaftliche oder Klimaschutz-Kriterien maßgeblich, sondern es bedarf einer umfassenden Nachhaltigkeitsbewertung der einzelnen Technologien unter Berücksichtigung verschiedener Kriterien. Dies sind z. B. kurz- und langfristige Kostenaspekte, die Versorgungssicherheit, die Auswirkungen auf Landnutzung und Landschaftsbild, die Akzeptanz in der Gesellschaft, Umweltwirkungen sowie auch der Ressourcenbedarf.

Bei der *Ressourcenbewertung* ist unstrittig, dass die Gesamt-Ressourceninanspruchnahme eines Energiesystems generell erheblich niedriger ist, wenn dieses nicht auf fossilen, sondern auf erneuerbaren Energien basiert (und dabei nicht hauptsächlich auf Biomasse ausgerichtet ist, siehe Nitsch et al. (2012) und Schmid et al. (2012)). Ursächlich dafür ist hauptsächlich, dass die zur *Bereitstellung* von Endenergie (Strom, Wärme und Treibstoffe) eingesetzten fossilen Primärenergieträger als Ressourceninanspruchnahme zu werten sind. Dies bedeutet aber nicht zwangsläufig, dass die erneuerbaren Energien hinsichtlich des Ressourceneinsatzes in jedem Fall als unproblematisch zu betrachten sind. Insbesondere der Verbrauch und die langfristige Verfügbarkeit der *mineralischen Rohstoffe*, die in der Regel zur *Herstellung* von Energiewandlern und Infrastruktur benötigt werden, wurden bisher wenig untersucht.

Von besonderem Interesse sind dabei sowohl die Verfügbarkeit von *Seltenen Elementen* wie z. B. Indium, Gallium, Lanthan oder Neodym als auch anderer *in ihrer Funktion wichtiger Rohstoffe* wie z. B. Nickel oder Vanadium. Einige der Materialien haben in den letzten Jahren drastische Preisanstiege erfahren. Zwar kam es infolge der Wirtschaftskrise 2009 wieder zu einer deutlich nachlassenden Nachfrage und sinkenden Preisen, es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass mittel- und langfristig die Preise wieder ansteigen werden. Ein weiterer Ausbau der Produktionskapazitäten wird längerfristig auch aufgrund konkurrierender Abnehmermärkte möglicherweise an Verfügbarkeitsgrenzen stoßen und erfordert die intensive Analyse von Sekundärmärkten. Werden bei knapper werdenden Ressourcen Produktionskapazitäten ausgebaut, so sind durch die Nutzung von Erzen mit geringeren Gehalten des gewünschten Stoffes bzw. energieaufwendigere Aufbereitungsverfahren deutliche An-

stiege in den lebenszyklusweiten Umweltbelastungen zu vermuten. Dazu kommt, dass einige Technologien auf dem Einsatz von toxischen Verbindungen beruhen, die bei der Herstellung, der Entsorgung oder bei Unfällen problematisch sind.

Vor diesem Hintergrund ist eine systematische Betrachtung der kritischen Rohstoffe und Stoffströme der zukünftig genutzten Technologien notwendig, die über bisher vorliegende Lebenszyklusanalysen von Technologien hinaus gehen. Gleichzeitig ist ein Blick auch auf andere Anwendungsbereiche notwendig, da viele der hier betrachteten Materialien nicht nur für erneuerbare Energien eingesetzt werden. So ist z. B. ein steigender Bedarf von Nickel in der Stahlindustrie, Neodym in Elektromotoren oder Indium für die LCD-Fertigung zu verzeichnen. Entsprechend wurde den mineralischen Rohstoffen in der Rohstoffstrategie der Bundesregierung eine grundlegende Bedeutung für die Wirtschaft Deutschlands attestiert (Bundesregierung 2010b). Auch die Ressourcenstrategie, das Programm der Bundesregierung zur nachhaltigen Nutzung natürlicher Ressourcen, konzentriert sich in der gegenwärtigen ersten Phase auf abiotische Rohstoffe (Bundesregierung 2012).

Bisher gibt es erst wenige Untersuchungen im Hinblick darauf, welche mineralischen Rohstoffe für low-carbon Energietechnologien und insbesondere für erneuerbare Energien benötigt werden und in welchem Maße ihr möglicher Bedarf für einzelne Technologien oder ganze Energiesysteme langfristig gedeckt werden kann. Während einige Studien einzelne Energietechnologien analysieren (z. B. Achzet et al. (2011); Angerer et al. (2009); U.S. DOE (2010)) oder auch den Bedarf für low-carbon Energietechnologien der EU bis zum Jahr 2030 anhand einer Roadmap abgeschätzt haben (Moss et al. 2011), fehlen solche Untersuchungen für Deutschland. Bisher wurde weder der in Deutschland derzeit vorherrschende Mix an erneuerbaren Energien analysiert, noch wurden Langfristszenarien mit unterschiedlichen Ausbaukorridoren bis zum Jahr 2050 betrachtet. Eine solche Langfristperspektive ist jedoch unerlässlich, da der Großteil des Zubaus erneuerbarer Energien zwar erst in den nächsten Jahrzehnten zu erwarten ist, mit den energiepolitischen Entscheidungen in der Gegenwart jedoch Weichenstellungen für die nächsten Jahrzehnte getroffen werden.

1.2 Zielsetzung der Studie

Die vorliegende Studie versucht, die bisherige Bewertungslücke zu schließen und damit einen Beitrag zur ganzheitlichen Nachhaltigkeitsanalyse erneuerbarer Energien zu leisten. Da Deutschland mit der Energiewende international eine Vorreiterrolle für viele andere Länder inne hat, war es Ziel der Studie, Hinweise darauf zu geben, ob und wie sich eine Energiewende mit hohem Ausbau erneuerbarer Energien ressourceneffizienter gestalten lässt.

Im Rahmen der Studie wurde dafür untersucht, welche „kritischen“ mineralischen Rohstoffe für die Herstellung von *Technologien, die Strom, Wärme und Kraftstoffe aus erneuerbaren Energien erzeugen, bei einer zeitlichen Perspektive bis zum Jahr 2050 in Deutschland relevant sind*. Die Einschätzung als „kritisch“ umfasst dabei die langfristige Verfügbarkeit der identifizierten Rohstoffe, die Versorgungssituation, die Recyclingfähigkeit und die Umweltbedingungen der Förderung. Einbezogen in die Analyse werden zunächst alle Technologien, die nach vorliegenden Energieszenarien in Deutschland zum Einsatz kommen könnten, ergänzt um Infrastrukturanlagen wie Energiespeicher und Stromnetze. Sekundäranwendungen wie z. B. Batterien in Elektrofahrzeugen, die erneuerbare Energien nicht direkt nutzen, werden nicht betrachtet.

Die Analyse erfolgte unter Bezugnahme auf verschiedene Langfrist-Energieszenarien, die in den letzten Jahren für das Energiesystem in Deutschland erstellt wurden. Sie beschreiben unterschiedliche Pfade des Ausbaus erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2050, die im Extremfall eine vollständige Deckung des Strom- und Wärmebedarfs aus erneuerbaren Energien vorsehen. So können mögliche Ressourcenrestriktionen in Abhängigkeit von Ausbaugeschwindigkeit und -zielen dargestellt werden.

1.3 Vorgehensweise

Die Analyse erfolgt in elf verschiedenen Teilschritten, die in Abb. 1-1 überblicksartig zusammengestellt sind und im Folgenden beschrieben werden.

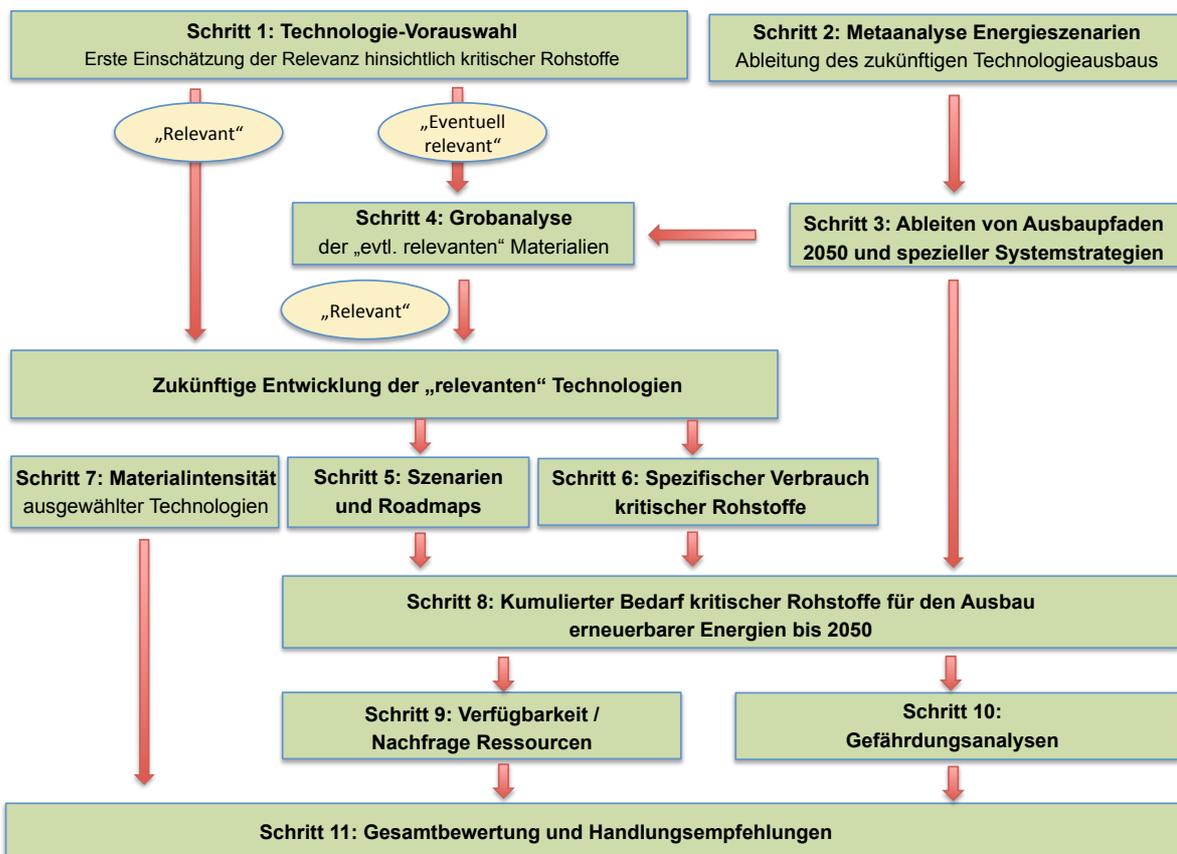


Abb. 1-1 Ablaufplan der KRESSE-Studie

Schritt 1: Technologie-Vorauswahl (Kapitel 2)

In einer ersten Grobabschätzung werden alle in Deutschland in Frage kommenden Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien, ergänzt um Infrastrukturanlagen, in drei Relevanz-Stufen hinsichtlich des Verbrauchs möglicherweise kritischer mineralischer Rohstoffe eingeordnet: (1) relevant, (2) eventuell-relevant, (3) nicht-relevant. Die Einschätzung baut auf einer Metaanalyse existierender Studien zum Einsatz kritischer Rohstoffe auf. Die nicht-relevanten Technologien werden im weiteren Verlauf nicht weiter betrachtet. Für die „eventuell-relevanten“ Technologien wird in Schritt 4 eine Grobanalyse hinsichtlich ih-

rer Relevanz durchgeführt. Die „relevanten“ Technologien werden in Schritt 5 weiter bearbeitet.

Schritt 2: Metaanalyse von Langfrist-Energieszenarien für Deutschland (Kapitel 3)

Zur Beurteilung des beim Ausbau der erneuerbaren Energien anfallenden Bedarfs an möglicherweise kritischen mineralischen Rohstoffen wird ein Mengengerüst der jeweils einzusetzenden Technologien benötigt. Parallel zu Schritt 1 wird daher in diesem Schritt eine Metaanalyse neun existierender Langfrist-Energieszenarien durchgeführt, um für die als „relevant“ oder „eventuell-relevant“ eingeschätzten Technologien plausible Spannbreiten für das Ausmaß ihres möglichen Zubaus bis zum Jahr 2050 ableiten zu können. Nachdem sich in Schritt 1 herausgestellt hat, dass nur Stromerzeugungstechnologien in der Auswahl vertreten sind, wird der Fokus speziell auf Langfrist-Szenarien der Stromerzeugung gelegt.

Schritt 3: Ableitung von jeweils drei exemplarischen Technologie-Ausbaupfaden (Kapitel 3)

Aufgrund der in den Szenarien abgebildeten Unsicherheit beim zukünftigen Ausbau der Technologien werden aus den in Schritt 2 betrachteten Langfristszenarien für verschiedene Stromerzeugungstechnologien drei mögliche zukünftige *Technologie-Ausbaupfade* „Niedrig“, „Mittel“ und „Hoch“ abgeleitet. Betrachtet werden hierbei Biomasse, Photovoltaik, Geothermie und Windkraft (getrennt nach onshore und offshore). Da zwei Sonderfälle des Ausbaus erneuerbarer Energien in den analysierten Energieszenarien nicht enthalten waren, werden zusätzlich zwei „spezielle Systemstrategien“ zum „besonders hohen Ausbau von Windkraft- und PV-Anlagen“ und zum „Import von solarthermisch erzeugtem Strom“ ergänzt.

Schritt 4: Grobanalyse der „eventuell-relevanten“ Technologien (Kapitel 4, 5)

Für die in Schritt 1 als „eventuell-relevant“ identifizierten Technologien wird jeweils in einer Grobanalyse abgeschätzt, ob die enthaltenen mineralischen Rohstoffe beim langfristig anvisierten Ausbau der jeweiligen Technologie entsprechend der in Schritt 3 definierten Ausbaupfade als „kritisch“ eingestuft werden müssen. Zusätzlich werden alle Technologien auf ihren Bedarf an Stahllegierungselementen hin geprüft.

Schritt 5: Zukünftige Entwicklung der „relevanten“ Technologien – Entwicklung von Szenarien und Roadmaps (Kapitel 6)

Für die in Schritt 1 und in Schritt 4 ausgewählten „relevanten“ Technologien (Photovoltaik und Windkraft) werden in diesem Schritt mögliche Szenarien und Roadmaps für die langfristige Entwicklung der Stromerzeugungskapazität dieser Technologien hergeleitet. Während die *Szenarien* jeweils ein mögliches zukünftiges Marktumfeld in Form z. B. technischer, rechtlicher oder ökonomischer Rahmenbedingungen für die jeweilige Technologie grob skizzieren, stellen die *Roadmaps* mögliche quantitative Marktentwicklungen der Anteile verschiedener Subtechnologien in diesem Marktumfeld dar.

Schritt 6: Zukünftige Entwicklung der „relevanten“ Technologien – Entwicklung des spezifischen Verbrauchs kritischer Rohstoffe (Kapitel 7)

Für die bei den „relevanten“ Technologien identifizierten „kritischen“ mineralischen Rohstoffe wird in diesem Schritt ein möglicher zeitlicher Verlauf des jeweiligen Verbrauchs pro Anlage abgeleitet. Dabei werden zunächst relevante Anlagentypen identifiziert, um anschließend deren jeweiligen spezifischen Ressourcenbedarf bis zum Jahr 2050 abzuschätzen.

- Schritt 7: Ergänzende Analyse der Materialintensität ausgewählter Technologien nach dem MIPS-Konzept (Kapitel 8)

Für Anlagen, die aus Ressourcensicht als möglicherweise kritisch einzuschätzen sind, werden in diesem Schritt bestehende Lebenszyklusanalysen im Hinblick darauf analysiert, inwieweit sie die Rohstoffseite ausreichend abbilden. Für ausgewählte Windkraft- und Photovoltaikanlagen, die nicht den gewählten Kriterien hinsichtlich der Qualität und des Umfangs für eine Rohstoffbilanzierung entsprechen, wird der lebenszyklusweite Einsatz abiotischer Rohstoffe nach dem MIPS-Konzept untersucht.

- Schritt 8: Ermittlung des kumulierten Bedarfs kritischer Rohstoffe für den Ausbau erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2050 (Kapitel 9)

In diesem Schritt wird für die als „relevant“ erachteten Technologien deren voraussichtlicher kumulierter Bedarf an kritischen Rohstoffen bis zum Jahr 2050 errechnet. Dabei werden die in Schritt 3 aus vorliegenden Szenariostudien abgeleiteten Technologie-Ausbaupfade mit den in Schritt 5 abgeleiteten Roadmaps sowie den in Schritt 6 bestimmten dynamischen spezifischen Verbräuchen kritischer Rohstoffe für diese Technologien kombiniert.

- Schritt 9: Verfügbarkeit und Nachfrage nach Ressourcen (Kapitel 10)

In diesem Schritt werden die Verfügbarkeiten und mögliche Nachfrageentwicklungen untersucht. Ziel ist es, für die wichtigsten hier betrachteten mineralischen Rohstoffe möglicherweise drohende Versorgungsengpässe und Ressourcenkonflikte zu identifizieren und wenn möglich zu quantifizieren. Durch die Verknüpfung von produktlinienbezogenen und makroökonomischen Informationen werden insbesondere bestehende Wissenslücken geschlossen, die mögliche Auswirkungen von Wachstum und Bestandsaufbau erneuerbarer Energien auf deren Ressourceneinsatz und Umweltverträglichkeit betreffen.

- Schritt 10: Gefährdungsanalysen (Kapitel 11)

In diesem Schritt werden ergänzende Untersuchungen zum Gefährdungspotenzial durch die kritischen Stoffe selbst sowie durch die in der Prozesskette eingesetzten Stoffe durchgeführt.

- Schritt 11: Gesamtbewertung und Handlungsempfehlungen (Kapitel 12)

Abschließend werden die betrachteten langfristigen Ausbaupfade im Hinblick darauf bewertet, ob ihre Umsetzung vor dem Hintergrund der durchgeführten Ressourcenanalyse unkritisch ist oder ob sie möglicherweise nur eingeschränkt erfolgen kann. Aus den Ergebnissen der Analyse werden Handlungsempfehlungen für Politik, Industrie und Wissenschaft erstellt.

Zusammenfassend gibt Tab. 1-1 die unterschiedlichen Szenarien- und Roadmap-Definitionen wieder, die in der vorliegenden Studie verwendet werden.

Tab. 1-1 Szenarien- und Roadmap-Begriffe in KRESSE

Begriff	Bedeutung
Langfrist-Energieszenarien für Deutschland	Metaanalyse neun extern vorgegebener Szenarien
Langfrist-Szenarien der Stromerzeugung in Deutschland	Als Teil der Energieszenarien im Detail analysiert
Technologie-Ausbaupfade für einzelne Stromerzeugungstechnologien	Zusammenfassung der neun Langfrist-Szenarien zu drei Pfaden „Niedrig“, „Mittel“, „Hoch“
Szenarien	Skizzierung eines möglichen zukünftigen Marktumfeldes einer Technologie in Form z. B. technischer, rechtlicher oder ökonomischer Rahmenbedingungen für die jeweilige Technologie
Roadmaps	Mögliche quantitative Marktentwicklungen der Anteile verschiedener Subtechnologien in dem skizzierten Marktumfeld

Input externer Experten

Um eine enge Abstimmung mit der einschlägigen Industrie und betroffenen Behörden (BGR, UBA) zu gewährleisten, wurde über die Dauer des Projektes ein Begleitkreis (Tab. 1-2) eingerichtet. Er wurde während der Projektlaufzeit dreimal einberufen, so dass mit den Mitgliedern der Projektablauf sowie die erarbeiteten Ergebnisse kritisch diskutiert werden konnten. Sehr wertvoll und hilfreich für die Bearbeitung des Forschungsprojekts waren ebenfalls vielfältige weitere Inputs seiner Mitglieder.

Tab. 1-2 Mitglieder des Begleitkreises von KRESSE

Organisation	Vertreter/in
Industrie	
Enercon (Windkraft)	Holger Hoormann
Solarworld Innovations (Photovoltaik)	Martin Kutzer, Dr. Karl-Heinz Stegemann
Flagsol (CSP)	Dr. Mark Schmitz
Siemens AG (Windkraft, Stromnetze)	Dr. Gotthard Rieger
Behörden	
Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe Fachbereich B1.1 Deutsche Rohstoffagentur	Ulrike Dorner, Dr. Martin Schmitz, Dr. Volker Steinbach
Umweltbundesamt, Fachgebiet I 2.3 „Erneuerbare Energien“	Dr. Bärbel Westermann
Wissenschaft	
Universität Bremen, FB 4/FG 10, Technikgestaltung & Technologieentwicklung, UBA-Forschungsprojekt ReStra	Dr. Stefan Gößling-Reisemann, Till Zimmermann

Ergänzend fand ein fachlicher Austausch mit zwei anderen Forschungsprojekten statt:

- „LCA-EE: Aktualisierung von Ökobilanzdaten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe“ (AG: BMU, AN: Öko-Institut)
- „ReStra: Recyclingpotenzial strategischer Metalle“ (Ermittlung von Substitutionspotenzialen von primären strategischen Metallen durch Sekundärmaterialien) (AG: UBA, AN: Uni Bremen)

Begriffsdefinitionen

Innerhalb des Berichts werden folgende Rohstoff- und Ressourcenbegriffe verwendet:

Tab. 1-3 Rohstoff- und Ressourcenbegriffe in der KRESSE-Studie

Begriff	Ebene	Bedeutung
Ressourcen	Makro- ökonomisch	„Nachgewiesene, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Energierohstoffmengen“ (DERA 2012)
Reserven		„Nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Energierohstoffmengen“ (DERA 2012)
Rohstoff	Technologie- ebene	Wird im Zusammenhang mit konkreten Materialien verwendet, die aus der Ökosphäre entnommen werden (primär) oder innerhalb der Technosphäre zurückgewonnen werden (sekundär).
Ressourcenbedarf Ressourcenverfügbarkeit Ressourceninanspruchnahme Ressourceneffizienz Ressourcengerecht	Allgemein	Wird im übertragenen Sinne zur Verdeutlichung des Themenumfelds verwendet.

2 Vorauswahl der betrachteten Technologien dieser Studie

2.1 Vorgehensweise

In diesem Kapitel wird eine Liste von Technologien abgeleitet, die in dieser Studie auf ihre Relevanz hinsichtlich kritischer mineralischer Rohstoffe hin untersucht werden. Das Vorgehen orientiert sich dabei an einer Auswertung bereits vorliegender Studien zu kritischen Rohstoffen und folgt einem Dreischritt:

- Zusammenstellung einer *Technologiematrix*, in der die in Deutschland eingesetzten Technologien der erneuerbaren Energien sowie Infrastruktur-Technologien dargestellt sind,
- Durchführung einer *Metaanalyse* existierender Studien zum Einsatz kritischer mineralischer Rohstoffe im Bereich erneuerbare Energien zur ersten Einschätzung der möglichen Kritikalität bestimmter mineralischer Elemente,
- Zuordnung der mineralischen Elemente zur Technologiematrix und *Bewertung der Technologien* aus der Technologiematrix in drei Relevanzstufen: (1) relevant, (2) eventuell-relevant, (3) nicht-relevant.

Nur die als *relevant* und als *eventuell-relevant* eingestuftes Technologien werden in den nachfolgenden Arbeitspaketen weiter betrachtet.

Diese drei Teilschritte werden im Folgenden näher beschrieben.

2.2 Technologiematrix

Das Grundgerüst für die Studie bildet der Kanon an Technologien der erneuerbaren Energien, die derzeit in Deutschland zum Einsatz kommen. Sie beziehen sich auf die fünf Grundarten an erneuerbaren Energiequellen (Wasserkraft, Windkraft, Solarenergie, Geothermie und Biomasse). Da in den Szenarien in der Regel nur Technologiegruppen und keine Einzeltechnologien angegeben werden, wurden letztere einschlägigen Veröffentlichungen entnommen.

Darüber hinaus gehende Technologien, die erst zukünftig relevant werden könnten, ergeben sich aus der Analyse der Langfristszenarien. Im Vorgriff auf Kapitel 3 werden sie hier bereits erwähnt:

- solarthermische Kraftwerke, die in einigen Szenarien für den Import von Solarstrom aus Südspanien oder Nordafrika einfließen,
- geothermische Nutzung über ORC-Kraftwerke und
- einige Biomasse-Technologien (ORC-Kraftwerke, Stirling-Motor, Synthesegasnutzung und Verflüssigung (Biomass-to-liquid) sowie fermentierte Lignozellulose).

Zusätzlich zu den erneuerbaren Energien werden auch Infrastruktur-Technologien in das Technologieportfolio mit aufgenommen. Dies sind Technologien zur Speicherung und Verteilung von Strom, Wärme und Kraftstoffen. Dabei werden insbesondere großtechnische Infrastrukturkomponenten im Elektrizitätssystem betrachtet, die für großräumige Verteilung bzw. längerfristige Speicherung von elektrischer Energie geeignet sind (Hoch- und Höchstspannungsnetze mit Wechsel- und Gleichstromtechnik, Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspei-

cherkraftwerke und für einen späteren Zeithorizont Elektrolyseure und Wasserstoff-Speicherung sowie Lithium-Ionen- und Redox-Flow-Batterien).

Tab. 2-1 und Tab. 2-2 zeigen die jeweilige Technologiematrix für erneuerbare Energien und für Infrastruktur (Speicher und Netze).

Tab. 2-1 Technologiematrix erneuerbare Energien

Energiequellen	Technologie	Untergruppe	Endenergeträger	Strom	Wärme	Kraftstoff	Ist	Zukunft	
Solar-energie	Photovoltaik (PV)	PV-Dachanlagen		X			X	X	
		Gebäudeintegrierte PV		X			X	X	
		PV-Freiflächenanlagen		X			X	X	
	Solarthermie	Parabolrinnen		X			X	X	
		Solarturm		X			(X)	X	
		Kollektoren			X		X	X	
Windkraft	Windkraftanlagen	onshore		X			X	X	
		offshore		X			X	X	
Wasser	Wasserkraftanlagen	Laufwasser		X			X	X	
Geothermie	ORC-Kraftwerk			X				X	
	Wärmepumpe				X		X	X	
Biomasse	Verbrennung	Kondensations-KW		X			X	X	
		KWK		X	X		X	X	
		BHKW		X	X		X	X	
		ORC		X	X		(X)	X	
		Stirling		X	X		(X)	X	
		Heizkessel				X		X	X
	Vergasung		Synthesegas	X	X	X	(X)	X	
		FT Synthese	BTL			X		X	
	Fermentierung	Ferment. Lignozellulose				X			X
		Ferment. Zucker/Stärke		Ethanol *			X	X	
				Biogas *	X	X	X	X	X
				Biomethan *	X	X	X	X	X
				Pflanzenöl *	X	X	X	X	
	Ölmühle	Verrestung	FAME (Biodiesel) *		X	X	X	X	
			HVO *				X	(X)	X

* Anbaubiomasse

AME = fatty-acid-methyl-ester, HVO= hydrotreated vegetable oil

Tab. 2-2 Technologiematrix Infrastruktur (Speicher und Netze)

Technologie	Untergruppe	Strom	Wärme	Kraftstoff	Ist	Zukunft
Speicher	Pumpspeicher	X			X	X
	Adiabate Druckluftspeicher	X				X
	H ₂ -Speicherung (Elektrolyse und Rückverstromung via Brennstoffzelle)	X	X	X		X
	Lithium-Ionen Batterie	X				X
	Redox-Flow-Batterie	X				X
Stromnetze	380 kV Freileitung	X			X	
	HGÜ Freileitung	X				X

2.3 Metaanalyse existierender Studien zum Einsatz kritischer Rohstoffe

In einem zweiten Schritt wurde eine Metaanalyse 12 existierender Studien zum Einsatz kritischer mineralischer Ressourcen durchgeführt, um die Relevanz der in Kapitel 2.2 zusammengestellten Technologien für detaillierte Ressourcenabschätzungen einschätzen zu können. Hierbei wurden sowohl Studien berücksichtigt, die ihren Schwerpunkt bei den erneuerbaren Energien haben als auch solche Studien, die kritische Rohstoffe allgemein betrachten. Analysiert wurde jeweils, welches Element in welcher Studie als kritisch eingestuft wird. Ziel war es, einen ersten Überblick zu den kritisch eingeschätzten Rohstoffen zu gelangen, unabhängig von den in den einzelnen Studien differierenden Kritikalitätsbegriffen. Folgende Studien wurden in die Metaanalyse aufgenommen:

- Critical Materials Strategy (U.S. DOE 2010)
- Critical Metals in Strategic Energy Technologies – Assessing Rare Metals as Supply-Chain Bottlenecks in Low-Carbon Energy Technologies (Moss et al. 2011)
- Critical raw materials for the EU (European Commission 2010)
- Energy Critical Elements: Securing Materials for Emerging Technologies (American Physical Society 2011)
- Future Metal Demand from Photovoltaic Cells and wind Turbines, Investigating the Potential Risk of Disabling a Shift to Renewable Energy Systems (European Parliament 2011a)
- Materials critical to the energy industry – An introduction (Achzet et al. 2011)
- Minerals, Critical Minerals, and The U.S. Economy (National Research Council 2010)
- Risk List 2012 (BGS 2014)
- Rohstoffe für Zukunftstechnologien (Angerer et al. 2009)
- Rohstoffkonflikte nachhaltig vermeiden: Rohstoffe zwischen Angebot und Nachfrage (Supersberger und Ritthoff 2010)
- Seltene Erden – Daten & Fakten (Schüler 2011)
- Trends der Angebots- und Nachfragesituation bei mineralischen Rohstoffen (Frondel et al. 2006)

Die Anzahl der Studien, die ein Element als kritisch eingestuft haben, wurde schließlich als Indikator für die Relevanz der in diesem Projekt betrachteten Materialien und Technologien verwendet. In Abb. 2-1 wird dieser Indikator auf einer Farbskala von weiß bis dunkelrot dargestellt – je stärker eingefärbt ein Element ist, um so mehr Studien haben dieses Element als kritisch eingestuft.

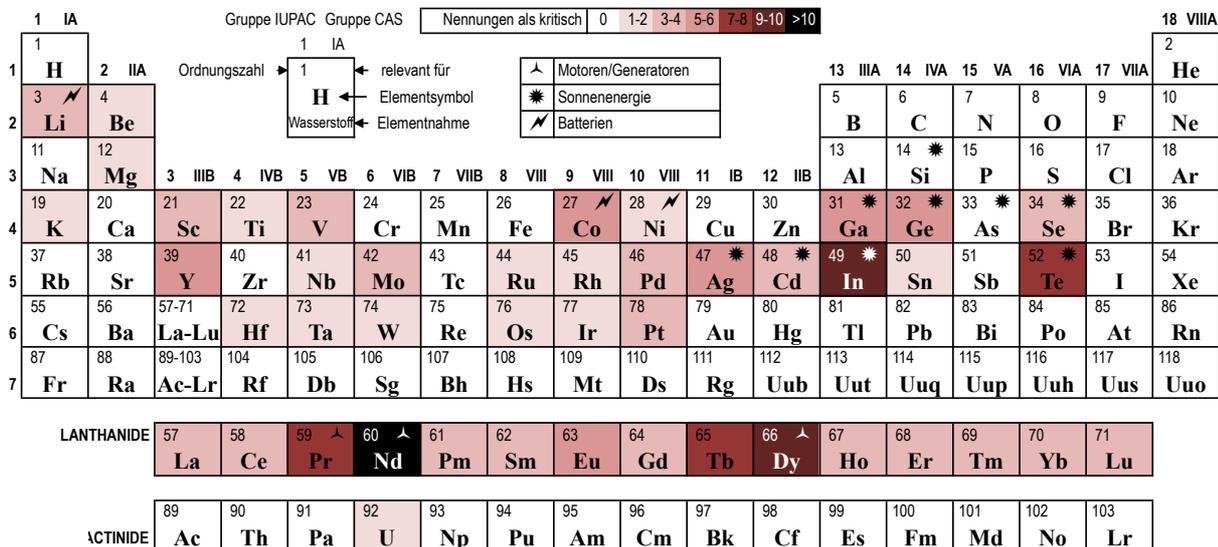


Abb. 2-1 Kritikalität und Verwendung von Elementen nach Auswertung von 12 Studien

2.4 Ableitung der zu analysierenden Technologien

Im dritten Schritt wurde eine grobe qualitative Analyse der hier betrachteten Technologien hinsichtlich kritischer mineralischer Stoffe durchgeführt (Tab. 2-3). Dies dient dazu, festzustellen, ob und wieviele der als kritisch eingestuften Elemente in der jeweiligen Technologie enthalten sind oder sein könnten, und beruht auf dem vorhandenen Expertenwissen.

Tab. 2-3 Grobanalyse von Technologien der erneuerbaren Energien sowie Infrastruktur-Technologien nach kritischen mineralischen Rohstoffen

Technologie	Kritische mineralische Inhaltsstoffe nach Grobanalyse
Solarenergie	
Photovoltaik	<ul style="list-style-type: none"> Dickschicht/Dünnschicht mit Si unkritisch (Dotierung mit P ebenfalls unkritisch), Dünnschicht kann jedoch zusätzlich SnO₂F oder ZnOAI –Schichten sowie Al, Ag oder andere Reflektoren auf der Rückseite aufweisen. Dünnschicht insbesondere mit In, Ge, Ga, Se kritisch, zusätzlich wird auch CdS, Z_nS, In₂S₃ benötigt. Toxikologische Probleme werden bisher eher ausgeblendet. Dünnschicht mit CdTe hinsichtlich Verfügbarkeit theoretisch kritisch, aber toxisch und daher vermutlich ohne Zukunftsperspektive. Kristallin/Dickschicht mit Ge, Ga, In, Se, jedoch mengenmäßig irrelevant. Elektrochemische (Farbstoff/Grätzel-Zellen) Solarzellen → TiO₂ Halbleiter und mit S_nO₂ beschichtetem Glas Organische Solarzellen → eher unkritisch Konzentrierte Solarenergie → kristalline Zellen, insbesondere auch mit Ga, Ge, In denkbar. Eisenarmes Glas → u.U. Engpässe mit der Versorgung eisenarmer Rohstoffe Wechselrichter: neue Halbleiter für effizientere Wechselrichter (SiC, GaN)
Solarthermische Kraftwerke	<ul style="list-style-type: none"> Silber für Spiegel (Ag) Thermisches Salz (60 % NaNO₃ und 40 % KNO₃) u.U. Kupfer für Leitungen (Cu)
Solare Wärmeerzeugung	<ul style="list-style-type: none"> u.U. Kupfer (Cu)
Windkraft	
	<ul style="list-style-type: none"> Permanentmagnete in Generatoren Nd, Dy, Pr, Tb, Fe, B, aber auch Co, Mn, Ni (zur Verringerung der Seltenerdverbräuche) Supraleiter für mögliche zukünftige Generatoren (Y, Ba, Cu) (Stahl)-Legierungselemente für Masten (Stahl)-Legierungselemente für Getriebe (Cr, Ni, Mo) Rotorblätter etc. (→ Glasfaser, Kohlefaser, Epoxidharz etc. nicht kritisch, bzw. milde Abhängigkeit vom Erdöl, u.U. auch Al und Mg, Verfügbarkeit aber eher durch Energiekosten bestimmt) Stromrichter (diverse elektronische Bauteile, Transistoren, Thyristor, Dioden → z.T. Halbleiter)
Wasserkraft	<ul style="list-style-type: none"> Keine bekannt, ggf. (Stahl)-Legierungselemente
Geothermie	<ul style="list-style-type: none"> (Stahl)-Legierungselemente Cr, Ni, V
Bioenergie	
Strom- und Wärmeerzeugung	<ul style="list-style-type: none"> Keine Relevanz für bisher verwendete konventionelle Technik zur Stromerzeugung (wie BHKW, Dampfturbinen, Gasmotoren, BHKW) als auch für die Techniken zur Biomasse-Aufbereitung (Ölmühlen, Fermenter, etc.). Keine Relevanz für bisher verwendete konventionelle Technik zur Wärmebereitstellung (wie Kessel, Thermen, Pelletierung). Keine Relevanz bei innovativen Techniken (wie ORC-Prozess, Stirling-Prozess, etc.). Seltene Materialien (Co, Ni) als Katalysatoren in Vergasungsprozessen

Technologie	Kritische mineralische Inhaltsstoffe nach Grobanalyse
Kraftstofferzeugung	<ul style="list-style-type: none"> Seltene Materialien (Co, Ni) als Katalysatoren bei der Fischer-Tropsch-Synthese (BTL-Kraftstoff)
Anbaubiomasse	<ul style="list-style-type: none"> P als Inhaltsstoff des benötigten Düngemittels
Speicher	
Pumpspeicher	<ul style="list-style-type: none"> Keine bekannt, ggf. (Stahl)-Legierungselemente.
Druckluftspeicher	<ul style="list-style-type: none"> Konventionelle diabatische Druckluftspeicher (CAES) unkritisch. Bei adiabaten Druckluftspeichern (A-CAES) voraussichtlich Stahl-Legierungselemente für die hochtemperaturfesten Kompressoren (vermutlich Cr, Ni, V). Zur Zeit noch keine Abschätzung möglich.
Wasserstoff: Elektrolyse, Speicherung und Nutzung in Brennstoffzellen	<ul style="list-style-type: none"> Alkalische Elektrolyse erfordert Ni als Katalysator und Stromverteiler Speicherung von Wasserstoff in Kavernen oder Druckbehältern (oder Einspeisung ins Erdgasnetz) unkritisch Rückverstromung mit Wärmenutzung in SOFC-Brennstoffzellen (La, Y, Sc, Ni) Außerdem Nutzung in Fahrzeugen mit PEM-Brennstoffzellenfahrzeugen (Pt), hier nicht betrachtet
Lithium-Ionen Batterie	<ul style="list-style-type: none"> Li ist ein potenziell kritischer Inhaltsstoff. Bei stationären Li-Ionen-Batterien ist nicht mit dem Einsatz weiterer kritischer Stoffe wie Co zu rechnen.
Redox-Flow-Batterie	<ul style="list-style-type: none"> Verschiedene Elektrolyte möglich, meist auf Basis von V.
Stromnetze	
380 kV Freileitung/HGÜ-Freileitung	<ul style="list-style-type: none"> Al und Stahl unkritisch, ggf. (Stahl)-Legierungselemente Cr, Ni, V Umrichterstationen enthalten Leistungselektronik.
Fett markiert: Potenziell kritische Elemente	

Ausgehend von der Grobanalyse werden die Technologien schließlich nach den in Tab. 2-4 genannten Kriterien in drei Relevanzstufen eingeordnet. Tab. 2-5 und Tab. 2-6 zeigen das Ergebnis der Relevanzabschätzung, für die Abb. 2-1, Tab. 2-3 und Tab. 2-4 kombiniert werden.

Tab. 2-4 Kriterien für die Bestimmung der Relevanzstufe hinsichtlich der Kritikalität mineralischer Rohstoffe

Relevanzstufe	Kriterium hinsichtlich mineralischer Rohstoffe
Relevant	 Ein mineralischer Rohstoff ist in vielen existierenden Studien als kritisch eingestuft worden.
Eventuell-relevant	 Ein mineralischer Rohstoff ist in ein bis zwei Studien als kritisch eingestuft worden, oder keines der Elemente ist als kritisch eingestuft worden, aber zukünftige Weiterentwicklungen könnten die Situation ändern.
Nicht-relevant	 Keines der verwendeten mineralischer Rohstoffe ist in existierenden Studien als kritisch eingestuft worden, und auf der Basis verfügbarer Informationen sind in Verfolgung aktueller Trends keine relevant kritischen Aspekte zu erwarten.

Tab. 2-5 Erste, grobe Relevanzeinschätzung für Technologien der erneuerbaren Energien hinsichtlich des Einsatzes mineralischer Rohstoffe

Energiequellen	Technologie	Untergruppe	Endenergie-träger	Strom	Wärme	Kraftstoff	Relevanz bzgl. mineral. Rohstoffe	
Solar-energie	Photovoltaik (PV)	PV-Dachanlagen		X				
		Gebäudeintegr. PV		X			●	
		PV-Freiflächenanlagen		X				
	Solarthermie	Parabolrinnen		X			●	
		Solarturm		X				
		Kollektoren			X	●		
Windkraft	Windkraftanlagen	onshore		X			●	
		offshore		X				
Wasser	Wasserkraftanlagen	Laufwasser		X			●	
Geothermie	ORC-Kraftwerk			X			●	
	Wärmepumpe				X		●	
Bio-masse	Verbrennung	Kondensations-KW		X				
		KWK		X	X			
		BHKW		X	X		●	
		ORC		X	X			
		Stirling		X	X			
		Heizkessel				X		
	Vergasung	Synthesegas		X	X	X	●	
		FT Synthese	BTL			X		
	Fermentierung	Ferm.Zucker/Stärke	Ferment. Lignozellulose				X	
			Ethanol				X	
	Veresterung	Ölmühle	Biogas		X	X	X	
			Biomethan		X	X	X	
			Pflanzenöl		X	X	X	(●) *
			FAME (Biodiesel)		X	X	X	
	Raffination		HVO				X	

* Hinsichtlich der Beurteilung der Nutzung von Anbaubiomasse sei darauf hingewiesen, dass sich die Bewertung nicht mit dem Aspekt der Biomasse-Verfügbarkeit selber und den damit möglicherweise verbundenen Problemen der Flächennutzung und Nutzungskonkurrenz auseinandersetzt, sondern hier rein auf mineralische Rohstoffe fokussiert. Für die genannten Aspekte sei auf Bringezu et al. (2012); MKULNV (2014); UNEP (2014) verwiesen.

FAME = fatty-acid-methyl-ester, HVO= hydrotreated vegetable oil

Farbskala ● nicht-relevant ● eventuell-relevant ● relevant
hinsichtlich mineralischer Rohstoffe

Tab. 2-6 Erste, grobe Relevanzeinschätzung für Infrastruktur-Technologien hinsichtlich des Einsatzes mineralischer Rohstoffe

Technologie	Untergruppe	Strom	Wärme	Kraftstoff	Relevanz bzgl. mineral. Rohstoffe
Speicher	Pumpspeicher	X			●
	Adiabate Druckluftspeicher	X			
	H ₂ -Speicherung (Elektrolyse und Rückverstromung via Brennstoffzelle)	X	X	X	●
	Lithium-Ionen Batterie	X			
	Redox-Flow-Batterie	X			●
Stromnetze	380 kV Freileitung	X			●
	HGÜ Freileitung	X			
Farbskala	 nicht-relevant  eventuell-relevant  relevant hinsichtlich mineralischer Rohstoffe				

3 Szenarioanalyse des Technologieportfolios für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

3.1 Vorgehensweise

Der Bedarf an kritischen mineralischen Rohstoffen von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland in den kommenden Jahrzehnten hängt wesentlich vom zukünftigen Neubau dieser Technologien ab. Der genaue Umfang des Neubaus bis zum Ende der Betrachtungsperiode der vorliegenden Studie (2050) ist selbstverständlich ungewiss. In diesem Kapitel werden daher für die nächsten rund vier Jahrzehnte für die als „relevant“ oder „eventuell-relevant“ eingeschätzten Technologien plausible Spannbreiten für das Ausmaß des Zubaus abgeleitet. Als Grundlage für deren Ableitung dient eine Reihe von aktuellen Energieszenariostudien. Dabei werden ausschließlich Technologien zur Stromerzeugung betrachtet, da Technologien zur (reinen) Wärmebereitstellung sowie zur Bereitstellung von Biokraftstoffen im vorangegangenen Screening-Prozess (Kapitel 2.4) als voraussichtlich unproblematisch in Bezug auf ihren kritischen Ressourcenbedarf eingeschätzt wurden.

In Kapitel 3.2 werden die betrachteten Szenariostudien vorgestellt, eine begründete Auswahl an konkreten Energieszenarien getroffen und eine Gegenüberstellung der Szenarien nach wesentlichen Kenngrößen vorgenommen. Im anschließenden Kapitel 3.3 werden auf Grundlage dieser neun Szenarien drei mögliche zukünftige Ausbaupfade (niedrig, mittel, hoch) für jeder der betrachteten Technologien abgeleitet. Im darauf folgenden Kapitel 3.4 werden mögliche zukünftige Entwicklungen des Stromsystems berücksichtigt, die nicht durch die zuvor betrachteten Szenarien abgedeckt werden und zudem abweichende Anforderungen an den Bedarf kritischer Rohstoffe im Stromsystem stellen. Im abschließenden Kapitel 3.5 werden weitere mögliche Konstellationen der Nutzung erneuerbarer Energien und Infrastrukturen beschrieben und diskutiert, warum diese speziellen Ausprägungen durch die vorher beschriebenen Szenarien abgedeckt sind.

3.2 Analyse existierender Langfrist-Energieszenarien für Deutschland

Für die Bestimmung einer plausiblen Spanne des bis zum Jahr 2050 möglichen Ausbaus von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland wird in diesem Projekt auf Angaben aus bestehenden Langfrist-Energieszenarien zurückgegriffen. In den vergangenen Jahren sind mehrere dieser Studien von verschiedenen Instituten und unter unterschiedlichen Auftraggebern erstellt worden. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurden neun Szenarien aus sieben Studien analysiert (siehe Tab. 3-1). Diese Studien erfüllen jeweils die folgenden drei Auswahlkriterien:

- Sie sind in 2009 oder später erschienen;
- es sind quantitative Aussagen zum Ausbau unterschiedlicher Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2050 enthalten;
- es wird mindestens ein Szenario beschrieben, in dem ein Mindestanteil von rund 80 % erneuerbare Energien in der Stromversorgung im Jahr 2050 erreicht wird.

Einige der sieben ausgewählten Szenariostudien beschreiben mehr als ein Szenario mit einem deutlichen Ausbau erneuerbarer Energien. In diesen Fällen wurde entweder dasjenige Szenario herangezogen, das in der Studie am besten dokumentiert ist und als wesentliches

„Klimaschutzszenario“ der Studie betrachtet werden kann, oder aber es wurden zwei Szenarien der Studie ausgewählt, wenn die Dokumentation in beiden Fällen ausreichend gut ist und sich die beiden Szenarien wesentlich im vorgesehenen Ausbau der Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien unterscheiden. Im Folgenden werden die sieben Studien (absteigend in der Reihenfolge ihres Erscheinungsdatums) vorgestellt, und es wird erläutert, welches Szenario bzw. welche Szenarien der Studien jeweils für die Ableitung der Ausbaupfade ausgewählt wurden. Anschließend zeigt Tab. 3-1 zusammenfassend die wesentlichen Charakteristika der Szenarien.

- Die im Frühjahr 2012 erschienene, vom BMU in Auftrag gegebene Studie *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global* (BMU 2012) ist eine Aktualisierung von bereits in den vorangegangenen Jahren erstellten Studien. Die fachliche Erarbeitung erfolgte durch eine Arbeitsgemeinschaft bestehend aus dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), dem Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) und dem Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE). Das zentrale Ziel dieser Studie ist es aufzuzeigen, wie eine Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen innerhalb von Deutschland um mindestens 85 % bis 2050 (gegenüber 1990) gelingen kann. Als wesentliches Element für die Zielerreichung wird der Ausbau der erneuerbaren Energien gesehen, der detailliert beschrieben wird. In der Studie werden drei verschiedene „Hauptszenarien“ beschrieben, die sich insbesondere im Hinblick auf die zukünftige Rolle des synthetischen Methans sowie in Bezug auf die Entwicklung des Anteils der Elektromobilität im Individualverkehr unterscheiden. Im Folgenden wird der Ausbau der erneuerbaren Energien im „Szenario 2011 A“ betrachtet, da dieses Szenario im Mittelpunkt der Studie steht und am ausführlichsten dokumentiert ist.
- Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) zeigt in seinem Anfang 2011 erschienenen Sondergutachten *Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung* (SRU 2011) auf, wie bis zum Jahr 2050 die Stromversorgung in Deutschland auf eine vollständige Versorgung aus erneuerbaren Energien umgestellt werden kann. Der SRU unterscheidet dabei drei verschiedene Szenariofamilien, die sich in der Art der Vernetzung des Stromsystems mit dem Ausland unterscheiden. So wird in der ersten Szenariofamilie eine autarke Stromversorgung beschrieben, die nicht auf den Stromaustausch mit dem Ausland angewiesen ist. In der zweiten Szenariofamilie wird ein Stromaustausch mit Dänemark und Norwegen angenommen, während in der dritten Szenariofamilie ein Stromaustausch innerhalb von Europa sowie Nordafrika unterstellt wird. Es handelt sich jeweils um Szenariofamilien, da in allen Fällen das Stromsystem sowohl für eine relativ niedrige Stromnachfrage (509 TWh) als auch für eine relativ hohe Stromnachfrage (700 TWh) im Jahr 2050 modelliert wird. Unter den jeweils gegebenen Randbedingungen wird unter Rückgriff auf ein Stromsystemmodell des DLR (REMIX) die kostengünstigste (vollständig erneuerbare) Stromversorgung modelliert. Für die folgende Analyse wird auf die beiden Szenarien 2.1.a (niedrige Stromnachfrage) und 2.1.b (hohe Stromnachfrage) zurückgegriffen. Diese Auswahl wurde getroffen, da zum einen diese beiden Szenarien plausibler erscheinen als die zwei Szenarien der Studie, die eine vollständige Autarkie Deutschlands bei der Stromversorgung beschreiben, das heißt keinerlei Import oder Export von Strom vorsehen. Zum anderen weisen die zwei ausgewählten Szenarien durch ihren Verzicht auf *Nettostromimporte* (also Ausgleich

zwischen Import und Export) gegenüber den verbleibenden Szenarien der Studie einen höheren inländischen Ausbaubedarf auf, was mit dem Ansatz der vorliegenden Studie (Prüfung des Bedarf kritischer Rohstoffe auch ambitionierter inländischer Ausbaupfade für erneuerbare Energien) in besonderem Maße kompatibel ist.

- Die Studie *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung* wurde 2010 durch die Bundesregierung bzw. die zuständigen Ministerien (BMWi und BMU) in Auftrag gegeben und veröffentlicht (BMWi 2010). Erarbeitet wurde die Studie durch ein Konsortium bestehend aus dem Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI), der Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung (GWS) und Prognos. Neben einem Referenzszenario wurden vier verschiedene Zielszenarien erstellt, die sich in der Dauer der Laufzeitverlängerung für die Atomkraftwerke unterscheiden. Für die Zielszenarien wurden seitens der Bundesregierung verschiedene Zielvorgaben gemacht. So sollen die Szenarien mit einem Rückgang der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 und um 85 % bis 2050, jeweils gegenüber 1990, kompatibel sein, und der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch soll bis Mitte des Jahrhunderts auf mindestens 50 % steigen. Die Szenarien sollten eine sachliche Grundlage für die Erarbeitung des Energiekonzepts der Bundesregierung darstellen. Insbesondere sollten die verschiedenen Zielszenarien die Effekte unterschiedlicher Annahmen zu den Laufzeitverlängerungen von Atomkraftwerken aufzeigen. Für die folgende Ableitung möglicher Ausbaupfade von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien wird aus dieser Studie das Szenario I B ausgewählt, da die in Szenario I angenommene Laufzeitverlängerung von 4 Jahren der aktuellen Beschlusslage zum Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie am nächsten kommt (alle anderen Zielszenarien weisen deutlich weitergehende Laufzeitverlängerungen auf). Der Zusatz „B“ bedeutet, dass bezüglich der Höhe der Nachrüstinvestitionen für Atomkraftwerke die Zahlen des für Reaktorsicherheit zuständigen BMU zugrunde gelegt wurden.
- Die Studie *Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen* (UBA 2010a) wurde vom Umweltbundesamt (UBA) erstellt und 2010 veröffentlicht. Die Studie beschreibt drei verschiedene Szenarien, wie Deutschland im Jahr 2050 seinen Strom vollständig aus erneuerbaren Quellen beziehen kann. Das Szenario „Regionenverbund“ setzt im Wesentlichen auf die inländischen Potenziale und einen deutschlandweiten Stromaustausch. Im Szenario „International-Großtechnik“ basiert die Stromversorgung Deutschlands 2050 zu bedeutenden Teilen auf großtechnisch erschließbaren Potenzialen in Deutschland, Europa und Nordafrika. Das dritte Szenario „Lokal-Autark“ setzt hingegen auf eine vollständig autarke Stromversorgung einzelner Regionen Deutschlands. Dies erfordert die weitgehende Nutzung aller technisch-ökologischen Potenziale in den verschiedenen Regionen und eine Ausschöpfung aller Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung. Ausführlich beschreibt die UBA-Studie lediglich das Szenario Regionenverbund, das daher auch im Folgenden berücksichtigt wird.
- Als einzige der hier betrachteten Energieszenarien beschreibt die im Jahr 2010 veröffentlichte Studie *Energiekonzept 2050 – Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 % erneuerbaren Energien* (FVEE 2010) ein Energiesystem, das vollständig auf erneuerbaren Energien basiert. Nicht nur der Strombedarf, sondern auch der gesamte Wärme- und Kraftstoffbedarf wird im Jahr 2050 ausschließlich auf Basis erneuerbarer Energien gedeckt. Die Studie wurde von

verschiedenen Instituten (Fraunhofer IBP, Fraunhofer ISE, Fraunhofer IWES, ISFH, IZES gGmbH, ZAE Bayern und ZSW) erstellt, die im Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE) zusammengeschlossen sind, und beschränkt sich auf die Beschreibung eines einzelnen Szenarios.

- Die Studie *Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050* (Prognos et al. 2009) wurde von WWF Deutschland in Auftrag gegeben und 2009 veröffentlicht. Die Erarbeitung erfolgte durch Prognos und Öko-Institut. Das zentrale Ziel der Studie ist es, Wege aufzuzeigen, wie die deutschen Treibhausgas-(THG-)Emissionen bis 2050 um rund 95 % gegenüber 1990 gesenkt werden können. Neben einem Referenzszenario, das dieses Klimaschutzziel deutlich verfehlt, werden zwei alternative Klimaschutzszenarien erstellt. Beide Szenarien erreichen THG-Einsparungen von 86 bis 87 % bis 2050¹, allerdings unterscheiden sie sich in der angenommenen Entwicklung des Stromsystems. In einem der Szenarien (Innovation mit CCS) wird auf die Nutzung von CCS-Technologien im Kraftwerksbereich gesetzt, während in dem anderen Szenario (Innovation ohne CCS) hierauf verzichtet wird. Aufgrund der sich daraus ergebenden deutlichen Unterschiede im Stromsystem werden im folgenden Vergleich beide Klimaschutzszenarien berücksichtigt.
- Die im Jahr 2009 erschienene Studie *Klimaschutz: Plan B 2050* (Barzantny et al. 2009) wurde von Greenpeace Deutschland in Auftrag gegeben und von der EUtech Energie & Management GmbH erarbeitet. Neben einem Referenzszenario wird ein alternatives Szenario namens Plan B beschrieben, das in der folgenden Analyse berücksichtigt wird. Das wesentliche Ziel dieses Szenarios ist die aus Gründen des Klimaschutzes für nötig erachtete inländische Reduktion der Treibhausgasemissionen um 90 % bis Mitte des Jahrhunderts (gegenüber 1990). Im Gegensatz zu vielen anderen Klimaschutzszenarien wird auch gegen Ende des Betrachtungszeitraums kein Import von Strom aus erneuerbaren Energien unterstellt, was für das Erreichen einer bestimmten Emissionsreduktion eine höhere inländische Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfordert.

Tab. 3-1 gibt einen Überblick über die neun ausgewählten Szenarien. Als Indikator für das klimapolitische Ambitionsniveau der jeweiligen Szenarien wird für die Jahre 2030 und 2050 die Veränderung des energiebedingten CO₂-Ausstoßes gegenüber 1990 aufgeführt. Zudem wird für die gleichen Jahre die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien angegeben, wodurch ein Eindruck des je nach Szenario erfolgenden Ausbaus an Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien vermittelt wird. Die Reduktion des energiebedingten CO₂-Ausstoßes gegenüber 1990 liegt in allen Szenarien, die hierzu Angaben machen, zwischen 59 und 72 % im Jahr 2030 und zwischen 85 und 97 % im Jahr 2050. Bedeutende Unterschiede gibt es bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Diese liegt mit 209 TWh im Jahr 2030 und 245 TWh im Jahr 2050 am niedrigsten im Szenario „Innovation mit CCS“ (Prognos et al. 2009), da hier zum einen angenommen wird, dass die Stromnachfrage in Folge weitreichender Effizienzmaßnahmen gegenüber heute deutlich reduziert werden kann und da zum anderen annahmegemäß auch die CCS-Technologie (CO₂-Abscheidung

¹ Damit wird in keinem der beiden Szenarien das gesetzte Ziel einer Minderung der THG-Emissionen um 95 % erreicht. Die Möglichkeit, dieses Ziel anzusteuern, wird am Ende der Studie in Zusatzanalysen untersucht. Hier werden die Emissionen durch (noch) optimistischere Annahmen bezüglich der Nutzung von CCS und der Biomasse-Verfügbarkeit so weit gesenkt, dass eine Minderung um 95 % erreicht werden kann.

und -Lagerung) als Stromerzeugungsoption mit geringen CO₂-Emissionen zur Verfügung steht. Auf der anderen Seite ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im „Szenario 2.1.b“ (SRU 2011) am höchsten und erreicht 489 TWh im Jahr 2030 und 701 TWh im Jahr 2050. In diesem Szenario wird unterstellt, dass die Stromnachfrage aufgrund nur moderater Effizienzsteigerungen und infolge des Wachstums „neuer“ Stromanwendungen wie Elektroautos und Wärmepumpen gegenüber heute deutlich ansteigt und dieser Strombedarf ausschließlich aus erneuerbaren Energien (und ohne Nettostromimporte) gedeckt wird.

Tab. 3-1 Übersicht über die betrachteten Energieszenarien, den CO₂-Ausstoß und die inländische Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den Jahren 2030 und 2050 (absteigend in der Reihenfolge ihres Erscheinungsdatums sortiert)

Studie (Auftraggeber)	Ausgewählte Szenarien	Energiebeding- ter CO ₂ -Ausstoß gegenüber 1990		Inländische Brutto- stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	
		2030	2050	2030	2050
		%		TWh	
Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien [...] (BMU 2012)	Szenario 2011 A	- 61	- 85	332	427
100 % erneuerbare Stromversorgung bis 2050 (SRU 2011)	Szenario 2.1.a	k. A.	k. A.	402	511
	Szenario 2.1.b	k. A.	k. A.	489	701
Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesreg. (BMW 2010)	Szenario I B	- 59	- 85	245	276
Energiekonzept 2050 (FVEE 2010)	100 %-EE	k. A.	k. A.	396	615
Energieziel 2050 (UBA 2010a)	Regionenverbund	k. A.	k. A.	k. A.	548
Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050 (Prognos et al. 2009)	Innovation ohne CCS	- 65	- 91	246	342
	Innovation mit CCS	- 65	- 90	209	245
Klimaschutz: Plan B 2050 (Barzantny et al. 2009)	Plan B	- 72	- 97	289	510

k. A. = keine Angabe

Abb. 3-1 verdeutlicht für das Jahr 2050 die Unterschiede zwischen den ausgewählten Szenarien in Bezug auf die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Neben den Unterschieden im Hinblick auf die insgesamt aus erneuerbaren Energien erzeugten Strommengen zeigen sich zwischen den Szenarien auch Differenzen bezüglich der jeweiligen Bedeutung der einzelnen erneuerbaren Energieträger. In allen Szenarien liefert zwar die Windkraft den größten Beitrag der erneuerbaren Stromerzeugung, allerdings unterscheiden sich die Einschätzungen in Hinblick auf die relative Bedeutung der Onshore-Windkraft gegenüber der Offshore-Windkraft. Unterschiede gibt es zudem bezüglich des zukünftigen Beitrags der sonstigen erneuerbaren Energieträger zur Stromerzeugung, insbesondere der Geothermie, sowie bezüglich der Rolle, die Nettostromimporte Mitte des Jahrhunderts spielen werden.

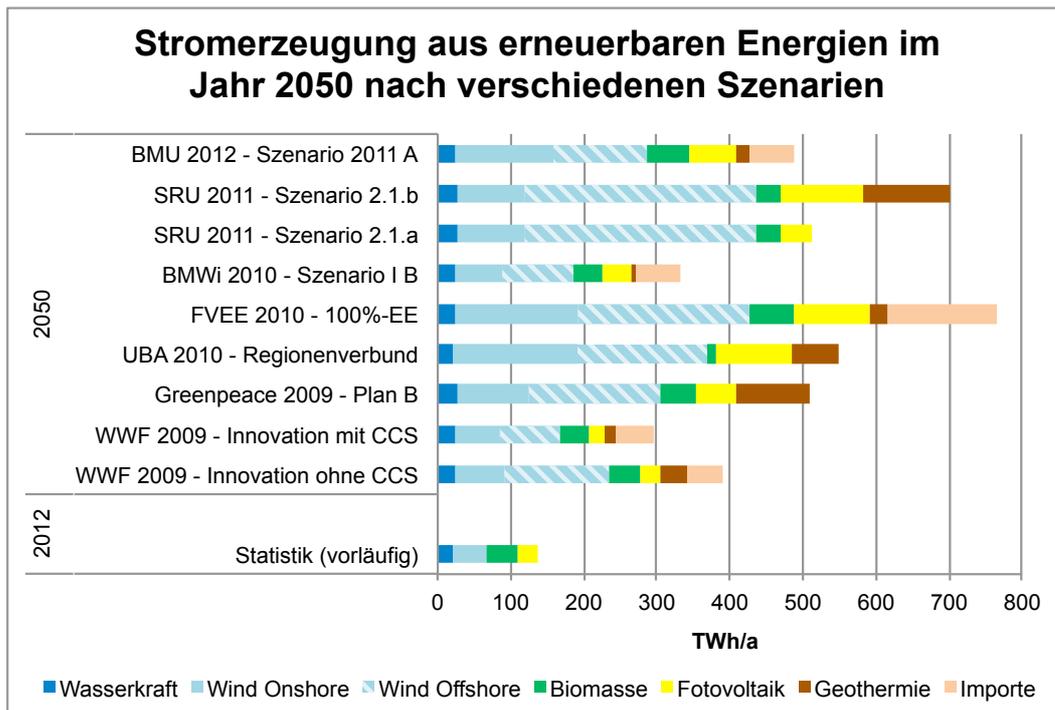


Abb. 3-1 Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Energieträger in den neun betrachteten Szenarien im Jahr 2050 sowie tatsächliche Erzeugung im Jahr 2012

3.3 Ableitung dreier exemplarischer Ausbaupfade für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Auf Grundlage der neun im vorangegangenen Kapitel vorgestellten Energieszenarien werden im Folgenden mögliche Ausbaupfade von Stromerzeugungstechnologien für den Zeitraum bis 2050 abgeleitet. Technologien zur Nutzung von Wasserkraft und von Meeresenergie werden nicht weiter betrachtet, da die Szenarien in Bezug auf diese Technologien gegenüber heute keinen oder nur einen sehr geringen Ausbau vorsehen. Der mögliche zukünftige Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken wird in der „Systemstrategie 2“ (siehe Kapitel 3.4) diskutiert. Damit werden im Folgenden betrachtet: Biomasse, Photovoltaik, Geothermie, Windkraft (onshore, offshore).

3.3.1 Methodik

Die bedeutenden Unterschiede zwischen den betrachteten Szenarien in Bezug auf die zukünftige Stromversorgung (siehe vorheriges Kapitel) verdeutlichen die große Unsicherheit, die es in Bezug auf den zukünftigen Ausbau dieser Technologien gibt. Um dieser Unsicherheit Rechnung zu tragen, werden im Folgenden aus den betrachteten Szenarien für jede Technologie drei mögliche zukünftige Ausbaupfade abgeleitet. Dabei wird die folgende Methodik verwendet, um für jede relevante Technologie drei Ausbaupfade „Niedrig“, „Mittel“ und „Hoch“ zu bestimmen:

- Die in den neun betrachteten Szenarien installierten Kapazitäten im Jahr 2050 werden gegenübergestellt.
- Für den Ausbaupfad „Niedrig“ wird der Ausbau in dem Szenario mit der niedrigsten installierten Kapazität im Jahr 2050 zugrunde gelegt.

- Für den Ausbaupfad „Hoch“ wird hingegen das Szenario mit der höchsten installierten Kapazität gewählt.
- Für den Ausbaupfad „Mittel“ wird der Ausbau in demjenigen Szenario zugrunde gelegt, dessen installierte Kapazität im Jahr 2050 einen über alle neun Szenarien hinweg mittleren Wert aufweist.
- Als Ausnahme hiervon werden für die Ableitung der Ausbaupfade der Photovoltaik zwei der betrachteten Szenarien („Innovation ohne CCS“ und „Innovation mit CCS“) nicht berücksichtigt, da diese im Jahr 2050 eine geringere Kapazität vorsehen als im Jahr 2012 tatsächlich installiert war und ein Rückgang der installierten Photovoltaik-Kapazität zwischen 2012 und 2050 als sehr unwahrscheinlich eingeschätzt wird.
- Die installierte Kapazität in den für die jeweiligen Ausbaupfade gewählten Szenarien wird für den Zeitraum von 2012 bis 2050 aus den entsprechenden Szenarien entnommen.
- Für die Jahre 2010 und 2011 werden historische Werte verwendet, auch wenn in den Szenarien angegebene Werte für diese Jahre abweichend sein sollten.
- Werte für Jahre von 2012 bis 2050, für die in den Szenarien keine Angaben gemacht wurden, werden linear interpoliert, sofern maximal 20 Jahre zwischen den Angaben liegen.
- Sofern für mehr als 20 aufeinanderfolgende Jahre keine Angaben vorliegen (z. B. wenn für ein Szenario nur die installierte Kapazität für das Jahr 2050 angegeben wird, wie für das Szenario „Regionenverbund“ in UBA (2010b)) wird für den zeitlichen Verlauf der Kapazitätsentwicklung die Änderungsrate der installierten Kapazität aus einem Szenario entnommen, das eine möglichst ähnliche installierte Kapazität im Jahr 2050 vorsieht und mindestens in 20-jährigen Intervallen Angaben über die installierte Kapazität macht.
- Aus den dann für jeden der Ausbaupfade vorliegenden Angaben der pro Jahr installierten Kapazität wird die Kapazität der pro Jahr neu installierten Anlagen abgeleitet, indem für jede Technologie die folgende Lebensdauer unterstellt wird:
 - Windkraftanlagen (Onshore und Offshore): 20 Jahre
 - Photovoltaik-Anlagen: 25 Jahre
 - Biomasse-Anlagen: 30 Jahre
 - Geothermie-Anlagen: 35 Jahre
- Die hieraus abgeleiteten jährlich notwendigen Neuinstallationen pro Ausbaupfad werden im weiteren Verlauf der Arbeit für die als „relevant“ und „eventuell-relevant“ eingestuft Technologien herangezogen, um eine plausible Spannweite des möglichen zukünftigen Bedarfs an kritischen Rohstoffen für den Ausbau von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland zu ermitteln.

3.3.2 Ausbaupfade nach Technologien

Abb. 3-2 stellt für die betrachteten Technologien die jeweilige Höhe der installierten Kapazitäten im Jahr 2050 in den drei abgeleiteten Ausbaupfaden („Niedrig“, „Mittel“ und „Hoch“)

dar. Zum Vergleich werden diesen Werten die tatsächlichen Werte von Ende 2011 gegenübergestellt.

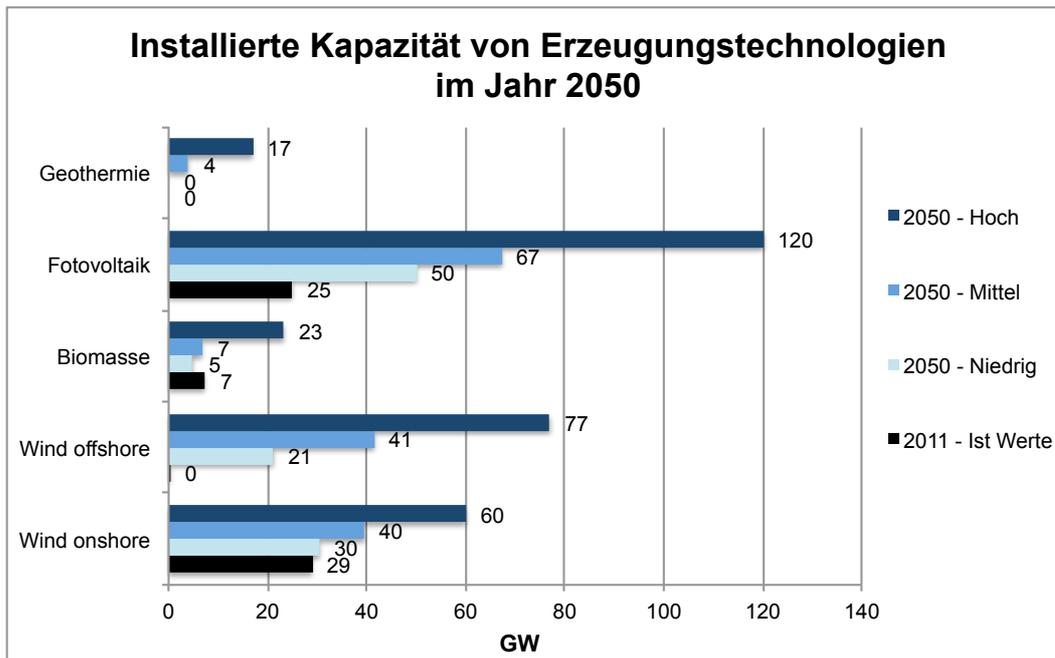


Abb. 3-2 Kapazität verschiedener Stromerzeugungs-Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2011 (Ist-Werte) sowie im Jahr 2050 in den jeweils drei abgeleiteten Pfaden „Niedrig“, „Mittel“ und „Hoch“

Im Folgenden werden die jeweils drei Ausbaupfade für Windkraft Onshore, Windkraft Offshore und Photovoltaik im Detail und im zeitlichen Verlauf diskutiert, da diese Technologien in Kapitel 2.4 als „relevant“ eingestuft wurden und im Verlauf der Studie weiter analysiert werden. Die Ausbaupfade für Geothermie werden für das Screening in Kapitel 4 benötigt.

3.3.2.1 Windkraft Onshore

Der *niedrigste Ausbaupfad* der Windenergienutzung auf dem Land orientiert sich an dem Szenario „Innovation mit CCS“ (Prognos et al. 2009). In diesem Szenario wird für das Jahr 2020 eine installierte Kapazität von rund 28 GW angenommen, die bis zum Jahr 2050 nur noch leicht auf gut 30 GW ansteigt. Gegenüber dem hohen Neubau von über 20 GW im vergangenen Jahrzehnt würde der Neubau im laufenden Jahrzehnt deutlich unter 10 GW fallen. In den darauf folgenden Jahrzehnten wird die Neubauaktivität in diesem Szenario dominiert von dem Ersatz alter Anlagen. Durch die angenommene Betriebsdauer der Windkraftanlagen von 20 Jahren müssen alle zwei Jahrzehnte die zwischen 2001 und 2010 zugebauten Windkraftanlagen ersetzt werden, was in den entsprechenden Jahrzehnten (2020er Jahre und 2040er Jahre) zu relativ hoher Neu- bzw. Ersatzbauaktivität führt.

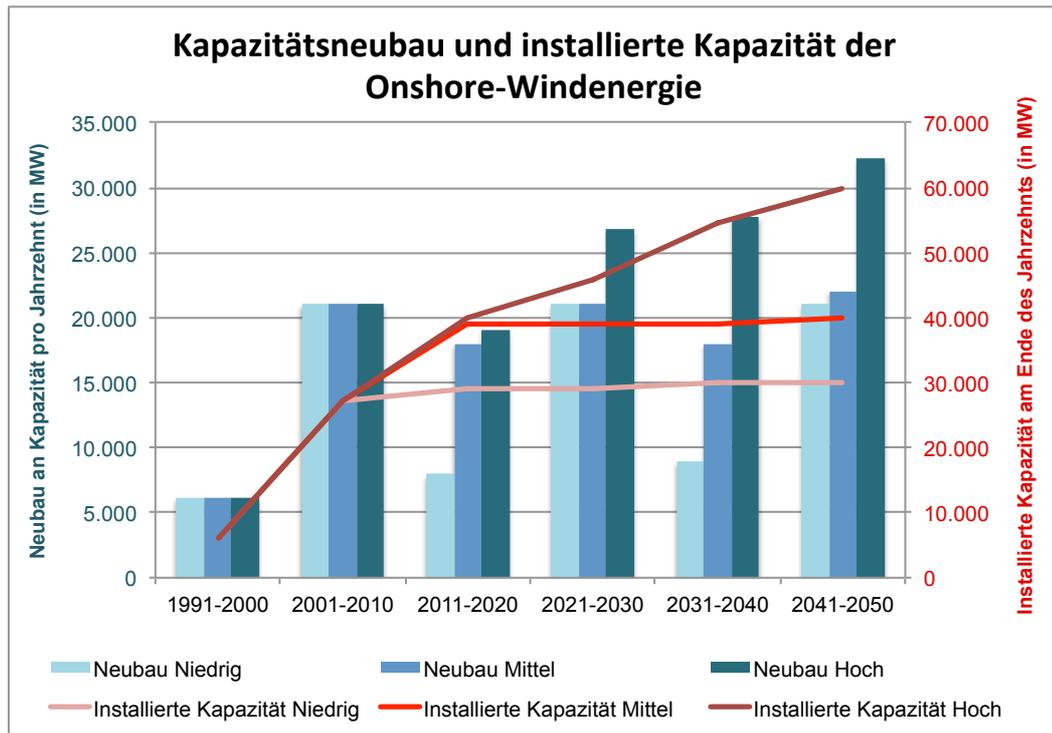


Abb. 3-3 Installierte Kapazität am Ende eines Jahrzehnts (Linien) und Kapazitätsneubau pro Jahrzehnt (Balken) der Onshore-Windenergie in den verschiedenen Ausbaupfaden

Der *mittlere Ausbaupfad* basiert auf dem Szenario 2.1.a (SRU 2011). Hier steigt die installierte Leistung bis zum Jahr 2020 von knapp 30 GW im Jahr 2011 auf rund 40 GW an, bevor sie anschließend bis zum Jahr 2050 etwa konstant bleibt. Aus diesem Verlauf der installierten Kapazität folgt, dass der Neubau (inkl. Ersatzanlagen) auf einem relativ stabilen Niveau von 18 bis 22 GW pro Jahrzehnt verbleibt.

Im Gegensatz zum niedrigen und zum mittleren Pfad steigt die installierte Kapazität der Onshore Windenergie im *hohen Ausbaupfad* auch nach 2020 noch weiter deutlich an und erreicht im Jahr 2050 eine Höhe von 60 GW. Der Pfad basiert auf dem Szenario „Regionenverbund“ (UBA 2010a). In diesem Szenario wird allerdings kein zeitlicher Verlauf beschrieben, sondern es wird nur die installierte Kapazität im Jahr 2050 angegeben. Für den zeitlichen Verlauf von 2012 bis 2050 wurde daher auf die Steigerungsrate des Szenarios 100 %-EE (FVEE 2010) zurückgegriffen. Eine im hohen Pfad beschriebene Entwicklung der installierten Kapazität der Onshore Windenergie erfordert zwischen 2011 und 2050 einen steigenden Neubau pro Jahrzehnt, der zunächst im laufenden Jahrzehnt bei 19 GW liegt und für die Jahre 2041 bis 2050 auf rund 32 GW ansteigt.

In der Betrachtungsperiode 2011 bis 2050 werden in Deutschland kumuliert (und inklusive Ersatzanlagen) in den jeweiligen Pfaden die folgenden Kapazitäten an Onshore-Windenergieanlagen errichtet:

- „Niedrig“: 59 GW
- „Mittel“: 79 GW
- „Hoch“: 106 GW

3.3.2.2 Windkraft Offshore

Wie auch bei Windkraft Onshore basiert der *niedrige Ausbaupfad* bei Windkraft Offshore auf dem Szenario „Innovation mit CCS“ (Prognos et al. 2009). In diesem Szenario steigt die installierte Offshore-Kapazität bis zum Jahr 2040 auf 19,4 GW an und wächst danach nur noch marginal auf 21 GW im Jahr 2050. Wie in den meisten anderen untersuchten Szenarien, die Aussagen zum zeitlichen Verlauf der installierten Kapazität treffen, wird in diesem Szenario – in Übereinstimmung mit bundespolitischen Zielen – im laufenden Jahrzehnt ein Neubau von rund 10 GW angenommen.² Schon im nächsten Jahrzehnt reduziert sich dieser Neubau allerdings auf etwa 6 GW. In den darauf folgenden beiden Jahrzehnten wird die Neuinstallation durch den Ersatzbedarf bestimmt und liegt bei 14 GW (30er Jahre) bzw. 7 GW (40er Jahre).

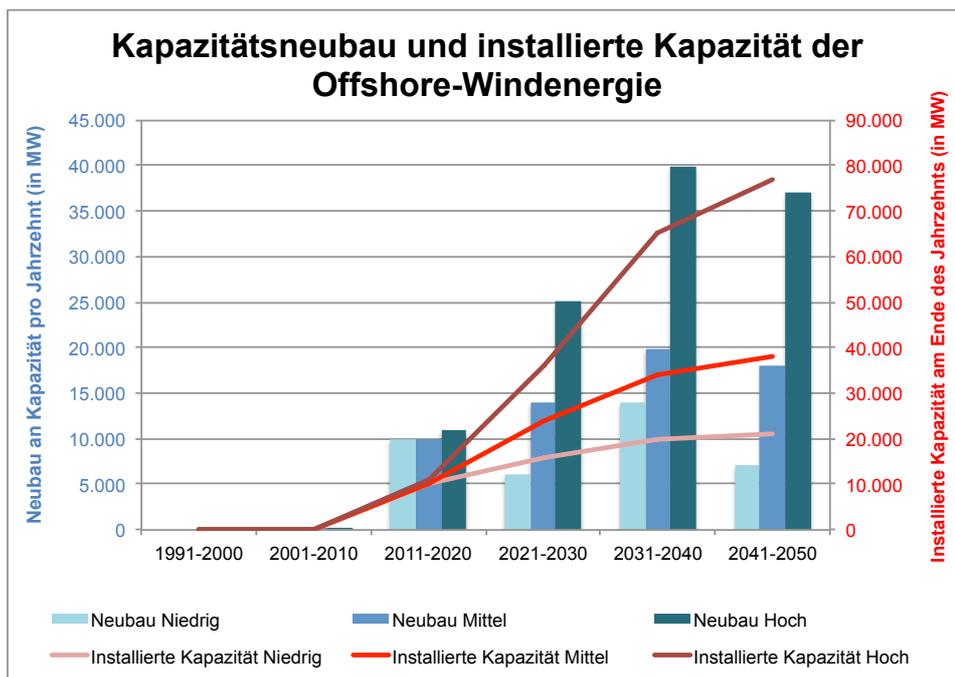


Abb. 3-4 Installierte Kapazität am Ende eines Jahrzehnts (Linien) und Kapazitätsneubau pro Jahrzehnt (Balken) der Offshore-Windenergie in den verschiedenen Ausbaupfaden

Der *mittlere Ausbaupfad* basiert auf dem Szenario „Innovation ohne CCS“ (Prognos et al. 2009). In diesem Szenario erfolgt bis 2040 ein kontinuierlicher Anstieg der installierten Kapazität auf 34 GW, bevor sich das Wachstum im letzten Jahrzehnt der Betrachtungsperiode verlangsamt und die installierte Kapazität nur noch um weitere 4 GW auf 38 GW steigt. Daraus resultiert ein steigender Neubaubedarf bis zum Jahr 2040, der sich von 10 GW im aktuellen Jahrzehnt auf 14 GW in den 2020er Jahren auf 20 GW in den 2030er Jahren erhöht. In den 2040er Jahren sinkt der Neubaubedarf dann leicht auf 18 GW.

Der *hohe Ausbaupfad* basiert auf dem Szenario „100 %-EE“ (FVEE 2010) und sieht einen steten Anstieg der installierten Offshore-Kapazität auf 77 GW in 2050 vor. Der Neubau beträgt im laufenden Jahrzehnt 11 GW und im folgenden Jahrzehnt bereits 25 GW. In den 2030er Jahren erreicht der Neubau mit rund 40 GW seinen Höhepunkt, bevor er im letzten Jahrzehnt der Betrachtungsperiode leicht auf 37 GW sinkt.

² Mittlerweile wird nicht mehr damit gerechnet, dass dieses ursprüngliche Ausbauziel bis zum Jahr 2020 erreicht werden kann. Die neue Bundesregierung hat das Ausbauziel der Offshore-Windenergie bis zum Jahr 2020 in ihrem Koalitionsvertrag auf 6,5 GW reduziert. Bis zum Jahr 2030 soll demnach die Offshore-Kapazität auf 15 GW erhöht werden. (CDU et al. 2013)

In der Betrachtungsperiode 2011 bis 2050 werden in Deutschland kumuliert (und inklusive Ersatzanlagen) in den jeweiligen Pfaden die folgenden Kapazitäten an Offshore-Windenergieanlagen errichtet:

- „Niedrig“: 37 GW
- „Mittel“: 62 GW
- „Hoch“: 113 GW

3.3.2.3 Photovoltaik

Der *niedrige Ausbaupfad* der Photovoltaik orientiert sich an dem Szenario „Plan B“ (Barzantny et al. 2009), in dem die installierte Photovoltaik-Kapazität zwischen 2020 und 2050 linear von 20 GW auf 50 GW ansteigt. Die Entwicklung in diesem Szenario wurde für den niedrigen Pfad an den hohen Ausbau der vergangenen Jahre angepasst, indem die Ist-Werte der installierten Kapazität für das Jahr 2011 angesetzt wurden und von diesem Wert (25 GW) ausgehend ein linearer Anstieg auf 50 GW in 2050 angenommen wurde. Eine entsprechende Entwicklung der installierten Kapazität führt (unter der Annahme einer 25-jährigen Lebensdauer der Anlage) gegenüber dem Neubau im vergangenen Jahrzehnt (17,5 GW) zu einem deutlichen Rückgang der Neuinstallationen in dem laufenden Jahrzehnt (13 GW) sowie dem kommenden Jahrzehnt (8,5 GW). Zwischen 2031 und 2040 müssen dann die zahlreichen, zwischen 2006 und 2015 installierten Neuanlagen ersetzt werden und zusätzliche Neuanlagen für den Zuwachs der installierten Kapazität errichtet werden, wodurch in dem Jahrzehnt der Neubau auf knapp 32 GW steigt, bevor er im letzten Jahrzehnt der Betrachtungsperiode auf 13 GW fällt.

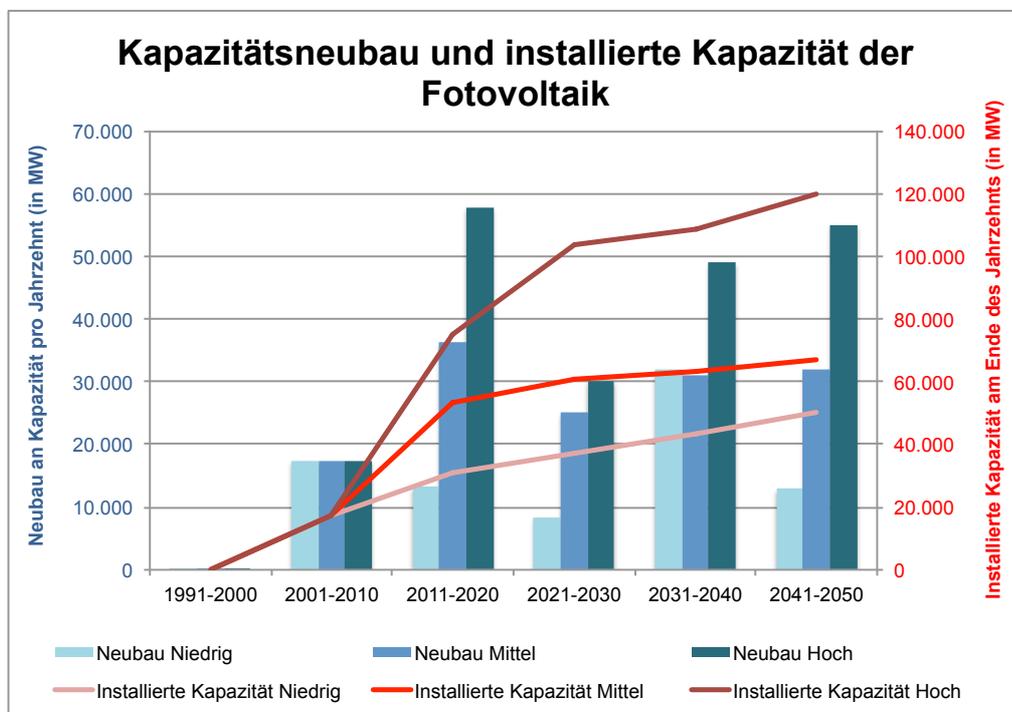


Abb. 3-5 Installierte Kapazität am Ende eines Jahrzehnts (Linien) und Kapazitätsneubau pro Jahrzehnt (Balken) der Photovoltaik in den verschiedenen Ausbaupfaden

Der *mittlere Ausbaupfad* der Photovoltaik entspricht dem Ausbaupfad in Szenario „2011 A“ (BMU 2012). Hier steigt die installierte Kapazität bis zum Jahr 2050 auf 67 GW an, wobei der

Anstieg nach 2020 (53,5 GW) nur noch moderat ausfällt. Im Gegensatz zu den anderen analysierten Szenariostudien werden in dieser Studie auch die jährlich installierten Kapazitäten angegeben. Diese wurden für den mittleren Pfad übernommen, das heißt die Entwicklung der Neuinstallationen wurde nicht – wie bei den anderen Szenarien – im Rahmen der vorliegenden Arbeit anhand der unterstellten Lebensdauer der Anlagen abgeleitet, sondern direkt aus der Studie entnommen.

Die Studie unterstellt jedoch eine Lebensdauer von Photovoltaik-Anlagen von 20 Jahren, während in der vorliegenden Studie 25 Jahre angesetzt werden. Daraus folgt, dass in dem mittleren Pfad, der Szenario „2011 A“ entspricht, im Laufe der Betrachtungsperiode mehr Anlagen neu errichtet werden, als wenn, analog zu den Pfaden „Niedrig“ und „Hoch“, der Neubau auf Grundlage einer angenommenen Lebensdauer von 25 Jahren abgeleitet werden würde. Der Unterschied ist jedoch moderat (124 GW gegenüber 107 GW), vor allem stellt dieser aus der Studie entnommene Pfad verglichen mit dem abgeleiteten Ausbau in den Pfaden „Niedrig“ (67 GW) und „Hoch“ (192 GW) einen mittleren Wert dar. Es wurde daher entschieden, die Entwicklung der Neuinstallationen aus der Studie unverändert zu übernehmen und nicht auf Grundlage einer angenommenen Lebensdauer von 25 Jahren zu modifizieren.

Demnach werden im laufenden Jahrzehnt 36 GW und im kommenden Jahrzehnt 25 GW neu errichtet. In den letzten beiden Jahrzehnten der Betrachtungsperiode dominiert der durch den Ersatz alter Anlagen induzierte Neubaubedarf, und es werden jeweils etwas mehr als 30 GW zugebaut.

Der *hohe Ausbaupfad* der Photovoltaik basiert auf dem Szenario „Regionenverbund“ (UBA 2010a), in dem im Jahr 2050 eine installierte Kapazität von 120 GW erreicht wird. Da in dieser Studie nur Angaben für das Jahr 2050 gemacht werden, wurde die Steigerungsrate der installierten Photovoltaik-Kapazität aus dem Szenario „100 %-EE“ (FVEE 2010) entnommen. Demnach erhöht sich die installierte Kapazität bis zum Jahr 2030 deutlich auf knapp 100 GW, bevor der Anstieg anschließend etwas abflacht. Hieraus ergibt sich ein sehr hoher Neubaubedarf im laufenden Jahrzehnt von knapp 58 GW, gefolgt von einem Zubau von 30 GW zwischen 2020 und 2030. In den letzten beiden Jahrzehnten der Betrachtungsperiode steigt der Neubaubedarf dann wieder auf 49 bzw. 55 GW an, was überwiegend auf den Ersatzbedarf alter Anlagen zurückgeführt werden kann.

In der Betrachtungsperiode 2011 bis 2050 werden in Deutschland kumuliert (und inklusive Ersatzanlagen) in den jeweiligen Pfaden die folgenden Kapazitäten an Photovoltaik-Anlagen errichtet:

- „Niedrig“: 67 GW
- „Mittel“: 124 GW
- „Hoch“: 192 GW

3.4 Spezielle Systemstrategien beim Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland

Auf Grundlage der bisher vorgestellten Ausbaupfade einzelner Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kann aus folgenden Gründen nicht unbedingt der gesamte Bedarf an kritischen mineralischen Rohstoffen abgeleitet werden, der durch eine Transformation des Stromsystems in Richtung einer Vollversorgung durch erneuerbare Energien zu erwarten ist:

- Wie eine während der Bearbeitung des Forschungsprojekts Ende 2012 vom Fraunhofer ISE vorgelegte Szenariostudie (Fraunhofer ISE 2012) nahe legt, könnte der zukünftige Ausbau der Photovoltaik sowie der Onshore-Windkraft noch deutlich über den oben abgeleiteten „Hoch“-Pfad liegen.
- Die in allen Szenarien erwartete Dominanz der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien bis Mitte des Jahrhunderts könnte zu einem erheblichen Bedarf an Stromspeichertechnologien führen. Bestimmte Speichertechnologien sind wiederum auf Rohstoffe angewiesen, die als kritisch eingestuft werden können (siehe Kapitel 2.4).
- Einige der vorliegenden Szenarien erwarten bis Mitte des Jahrhunderts einen bedeutenden Nettostromimport Deutschlands, der sich auf rund 15 bis 20 % des deutschen Strombedarfs belaufen könnte. Häufig ist dabei als Quelle von solarthermischen Kraftwerken aus Südeuropa und insbesondere aus Nordafrika die Rede. Auch für diese Anlagen kann ein Bedarf an potenziell kritischen Rohstoffen abgeleitet werden (Kapitel 2.4), der zwar nicht für in Deutschland installierte Anlagen anfällt, der aber auf die Stromnachfrage in Deutschland zurückzuführen ist.

Der aus diesen Gründen potenziell entstehende Bedarf an kritischen mineralischen Ressourcen wird im Rahmen dieser Arbeit auf Grundlage der Beschreibung zweier spezieller Systemstrategien abgeleitet: In Systemstrategie 1 wird ein möglicher, besonders hoher Windkraft- und Photovoltaik-Ausbau gemeinsam mit einem hohen Stromspeicherbedarf betrachtet, während Systemstrategie 2 einen bedeutenden Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken beschreibt.

3.4.1 Systemstrategie 1: „Besonders hoher Ausbau von Windkraft- und PV-Anlagen in Deutschland“

Nach erfolgter Auswertung der oben dargestellten Energieszenarien ist Ende 2012 eine Szenariostudie (Fraunhofer ISE 2012) erschienen, in der ein Energiesystem beschrieben wird, in dem der gesamte Strom- und Wärmebedarf Deutschlands durch erneuerbare Energien abgedeckt wird. Für die Wärmebereitstellung wird dabei in hohem Maße auf Wärmepumpen gesetzt, die entweder mit Strom oder aber mit synthetischem Methan betrieben werden, das zuvor aus Wasserstoff erzeugt wurde. Dieser Wasserstoff wird wiederum über Elektrolyse aus erneuerbar erzeugtem Strom hergestellt. In der Folge ist in diesem Szenario im Vergleich zu den anderen analysierten Szenarien eine sehr hohe Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nötig, die im Zieljahr (laut Autoren z. B. 2050) knapp 1.000 TWh erreicht. Das inländische Potenzial für eine solche Stromerzeugung wird in erster Linie in der Onshore-Windkraft (360 TWh/a), der Offshore-Windkraft (knapp 300 TWh/a) sowie in der Photovoltaik (246 TWh/a) gesehen. Der Kapazitätsbedarf für eine entsprechende Stromer-

zeugung wird auf 200 GW (Onshore-Windenergie), 85 GW (Offshore-Windenergie) und 252 GW (Photovoltaik) geschätzt. Die folgende Abbildung verdeutlicht, dass die Nutzung aller drei Technologien in diesem Szenario höher als in den entsprechenden hohen Ausbaupfaden liegt und die Abweichung besonders Onshore-Wind sowie Photovoltaik betrifft.

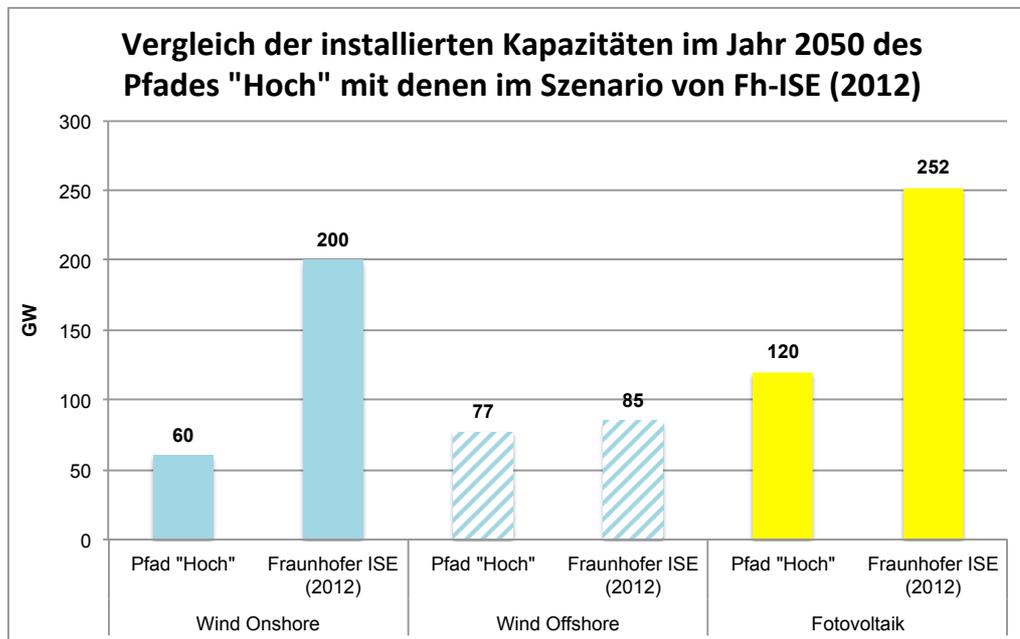


Abb. 3-6 Installierte Kapazitäten von Windkraft-Onshore, Windkraft-Offshore und Photovoltaik im Jahr 2050 nach den zuvor abgeleiteten hohen Ausbaupfaden im Vergleich zu den entsprechenden Kapazitäten im REmax-Szenario von Fraunhofer ISE (2012)

Im Vergleich mit den meisten anderen vorliegenden Szenariostudien wird in dem Szenario dieser Studie ein sehr hoher Ausbau der Windenergie sowie der Photovoltaik angenommen. Dennoch soll aufgrund der Relevanz des Ausbaus von Windkraftanlagen sowie von Photovoltaik-Anlagen für den zukünftigen Bedarf an kritischen Rohstoffen im Energiesystem dieses Szenario als denkbare Entwicklung betrachtet werden. Es werden folglich auf Grundlage dieses Szenarios für die spätere Analyse des Rohstoffbedarfs der drei Technologien Windkraft Onshore, Windkraft Offshore sowie Photovoltaik neben den drei bestehenden Pfaden („Niedrig“, „Mittel“ und „Hoch“) jeweils noch ein zusätzlicher Pfad „Sehr hoch“ abgeleitet. Das Vorgehen ist dabei analog zu der oben beschriebenen Ableitung der drei anderen Pfade und wird hier nicht im Detail wiedergegeben. Es ergeben sich für den Zeitraum von 2011 bis 2050 für den Pfad „Sehr hoch“ die folgenden kumulierten Kapazitäten (in Klammern zum Vergleich die kumulierten Kapazitäten im Ausbaupfad „Hoch“, jeweils inklusive Ersatzanlagen):

- Windkraft Onshore: 282 GW (106 GW)
- Windkraft Offshore: 123 GW (113 GW)
- Photovoltaik: 363 GW (192 GW)

Ableitung eines maximal denkbaren Speicherbedarfs

Gleichzeitig weist dieses Szenario aufgrund der sehr starken Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energien und des Autarkie-Anspruchs (das heißt, es wird kein Stromaustausch mit dem Ausland angenommen) einen sehr hohen Speicherbedarf auf und eignet sich somit für

die Ableitung eines aus heutiger Sicht maximal denkbaren Speicherbedarfs³. In dem Szenario wird auf Batteriespeicher und auf Power-to-Gas-Speicherung gesetzt. Während Batterien nah an den dezentralen Erzeugern oder Verbrauchern für Speicherdauern bis zu einigen Stunden eingesetzt werden, wird die Wasserstoffspeicherung großtechnisch eingesetzt werden, um saisonale Erzeugungsschwankungen auszugleichen. Aufgrund ihrer unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten handelt es sich bei Wasserstoff und Batterien um Komplementärtechnologien, die einander nicht (ökonomisch sinnvoll) ersetzen können.

In dem ausgewerteten Szenario wird der Bedarf nach einem Batteriespeichervolumen von 52 GWh_{el} und einer Elektrolyseleistung von 88 GW_{el} ausgewiesen. Dabei findet nach der Wasserstofferzeugung ein weiterer Umwandlungsschritt statt, in dem aus Wasserstoff durch die Anreicherung von CO₂ synthetisches Methan erzeugt wird. Dies hat den Vorteil, dass das Gas problemlos in beliebiger Menge in dem bestehenden Erdgasnetz eingesetzt werden kann. Allerdings ist aus heutiger Sicht nicht klar, ob dieser weitere Umwandlungsschritt tatsächlich notwendig bzw. sinnvoll ist oder ob nicht der Wasserstoff direkt gespeichert und weiter verwendet werden sollte. Da gegenwärtig für die Technologien, die bei der Methanisierung zum Einsatz kommen, keine gesicherten Informationen über den Rohstoffbedarf bekannt sind, wird für die weitere Analyse unterstellt, dass der Wasserstoff direkt genutzt wird.

Da Brennstoffzellen in dem zitierten Szenario also nicht explizit betrachtet werden, muss an dieser Stelle die entsprechende Brennstoffzellenleistung berechnet werden. Dazu wird zunächst die produzierte Wasserstoffmenge berechnet. Anschließend wird bestimmt, welcher Anteil dieses Wasserstoffs in Brennstoffzellen genutzt wird. Schließlich lässt sich unter Annahme einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl und einem durchschnittlichen Wirkungsgrad der Brennstoffzellen die elektrische Leistung der Brennstoffzellen berechnen.

Das Szenario geht davon aus, dass 298 TWh Elektrizität zur Wasserstofferzeugung genutzt werden. Für die Elektrolyse wird ein Wirkungsgrad von 75 % angesetzt, der berücksichtigt, dass der derzeitige Entwicklungsstand bei alkalischer Elektrolyse etwa 65 % beträgt, neuere Entwicklungen aber bis zu 80 % erreichen sollen (Neupert et al. 2009b). Hieraus ergibt sich eine Wasserstoffmenge von 224 TWh. Es wird hier angenommen, dass dieser Wasserstoff dem Szenario THG95 (BMU 2012) folgend zu 42 % in KWK-Anlagen genutzt wird und der restliche Wasserstoff in Gaskraftwerken für die Bereitstellung von Spitzenstrom oder im Verkehr Verwendung findet. Somit werden 94 TWh Wasserstoff in KWK-Anlagen umgesetzt, wofür in Kapitel 5.2.2 SOFC-Brennstoffzellen festgelegt werden. Nimmt man dafür basierend auf BMU (2012) eine Volllaststundenzahl von 4.500 h/a und gemäß konservativem Wert aus Cerri et al. (2012) einen elektrischen Wirkungsgrad von 35 % an, ergibt sich für die elektrische Leistung der Brennstoffzellen ein Wert von 7,3 GW_{el}.

Sowohl für die Batteriespeicher als auch für die Wasserstofferzeugung und -nutzung wird hier angenommen, dass sie erst gegen Ende der Betrachtungsperiode (nach 2030) in relevantem Umfang eingesetzt werden müssen. Insofern wird davon ausgegangen, dass bis

³ Parallel zur vorgelegten Studie wurden im Auftrag des BMU zwei Studien zum Speicherbedarf in Deutschland durchgeführt, die jedoch nicht genutzt werden konnten: (1) „Bestimmung des Speicherbedarfs in D im europäischen Kontext“ (AN: RWTH Aachen, Stiftung Umweltenergierecht) (Modellierung nur bis 2020) (2) „Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von EE“ (AN: Öko-Institut) (Ergebnisse zu spät, um sie aufnehmen zu können). Ein weiteres Projekt zum Ressourcenbedarf der für Deutschland 10 wichtigsten Speichertechnologien startete erst zum Ende der KRESSE-Studie: „Innovative Energiespeicher. Ableitung von Recycling- und Umweltafordernungen und Strategien zur Vermeidung von Versorgungsrisiken“ (AN: Öko-Institut und ZSW).

zum Jahr 2050 kein Ersatz alter Anlagen notwendig sein wird. Es ergibt sich daher bis 2050 der folgende Bedarf an Speichertechnologien und Brennstoffzellen:

- Batteriespeichervolumen: 52 GWh_{el}
- Elektrolyse-Kapazität: 88 GW_{el}
- Brennstoffzellen-Kapazität: 7,3 GW_{el}

Das Batteriespeichervolumen wird schließlich weiter aufgeteilt in Lithium-Ionen-Batterien und Redox-Flow-Batterien (siehe Kapitel 9.3).

3.4.2 Systemstrategie 2: „Hoher Importanteil bei starker Nutzung von CSP-Kraftwerken“

Sollte Deutschland in Zukunft einen Teil seines Stroms aus Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Ausland beziehen, so müsste der Bedarf an (kritischen) Rohstoffen für diese Anlagen ebenfalls in eine Abschätzung des Rohstoffbedarfs der deutschen Energiewende einfließen. Einige der neun analysierten Szenarien sehen einen Stromimport im Jahr 2050 vor (siehe Abb. 3-1). Sofern angegeben wird, aus welchen Quellen dieser Importstrom kommen wird, ist in der Regel von solarthermischen Anlagen, Windkraftanlagen und Photovoltaik-Anlagen die Rede. Der Ausbau von Windkraftanlagen und Photovoltaik-Anlagen im Ausland wird im Folgenden jedoch nicht weiter betrachtet, da für diese beiden Technologien bereits im Rahmen der Systemstrategie 1 sehr hohe Ausbaupfade berücksichtigt werden. Es erscheint nicht plausibel, dass zusätzlich zu dem starken inländischen Ausbau dieser Technologien, wie er in Systemstrategie 1 basierend auf einem rein nationalen Stromsystem beschrieben wird, noch zusätzlicher Strom aus dem Ausland importiert wird. Vielmehr ist davon auszugehen, dass ein entsprechender Stromimport in ähnlichem Umfang Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen im Inland überflüssig machen würde.

Anders verhält es sich im Falle des Imports von Strom aus solarthermischen Kraftwerken (CSP, concentrated solar power). Zwar könnte auch in diesem Fall – gegenüber einer Situation ohne Nettostromimporte – auf einen Teil der inländischen Erzeugungskapazität verzichtet werden, allerdings entstünde ein Bedarf nach einer Erzeugungstechnologie, die im Rahmen der Betrachtung des nationalen Technologie-Ausbaus nicht betrachtet wurde (da solarthermische Stromerzeugung in Deutschland nicht praktikabel ist), die jedoch als „eventuell-relevant“ in Hinblick auf kritische Rohstoffe eingeschätzt wird (siehe Kapitel 2.4).

Aus diesem Grund wird im Folgenden auf Grundlage der bestehenden Szenarioliteratur der aus heutiger Sicht maximal denkbare Bedarf an solarthermischer Kraftwerkskapazität für den Stromimport abgeleitet. Hierzu wird auf das Szenario „THG95“ (BMU 2012) zurückgegriffen, das von allen betrachteten Szenarien mit 177 TWh im Jahr 2050 den größten Stromimport nach Deutschland vorsieht (entsprechend 24 % des deutschen Strombedarfs). Abweichend vom Szenario „THG95“, in dem ein Teil des Stromimports auch aus Windkraftanlagen sowie weiteren Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien stammt, wird hier für eine Einschätzung der maximal benötigten Kapazität von CSP-Kraftwerken für den Stromimport unterstellt, dass der gesamte Import durch CSP-Kraftwerke bereitgestellt wird („worst-case“ Betrachtung). Zwar weisen diese derzeit höhere Stromgestehungskosten als Windkraftwerke und Photovoltaik-Anlagen auf, jedoch könnte in Zukunft ihr Vorteil, über den Einsatz thermischer

Speicher Regelenergie zur Verfügung stellen zu können, den Bedarf an anderen, teuren Stromspeichertechnologien im Stromsystem verringern helfen.

Die verwendete solarthermische Kraftwerkskapazität und das thermische Speichervolumen werden in Kapitel 5.1 im Rahmen der Rohstoffbewertung abgeleitet.

3.5 Abdeckung weiterer denkbarer Ausgestaltungen des Stromsystems

Grundsätzlich ist eine Vielzahl an weiteren zukünftigen Ausgestaltungen des deutschen Stromsystems denkbar, die in den vorangegangenen Kapiteln weder durch die untersuchten Szenarien aus der Literatur noch durch die zwei zusätzlich abgeleiteten speziellen Systemstrategien vollständig abgedeckt wurden. Tab. 3-2 verdeutlicht jedoch, dass auch abweichende zukünftige Ausgestaltungen des Stromsystems voraussichtlich keinen höheren Bedarf an einzelnen kritischen Rohstoffen aufweisen werden als die bereits untersuchten Ausgestaltungen. Dies liegt daran, dass in Bezug auf die Pfade „Hoch“ sowie die beiden zusätzlich abgeleiteten Systemstrategien bereits solche Ausgestaltungen ausgewählt und untersucht wurden, die einen möglichst hohen Ausbau der als „relevant“ und „eventuell-relevant“ eingestuft Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien aufweisen.

Tab. 3-2 Übersicht über weitere denkbare zukünftige Ausgestaltungen des Stromsystems und Begründung der Abdeckung ihres Bedarfs an kritischen Rohstoffen durch bereits betrachtete Szenarien

Beschreibung der zukünftigen Stromversorgung	Warum gegenüber bereits betrachteten Ausgestaltungen des zukünftigen Stromsystems kein höherer Bedarf an kritischen Rohstoffen zu erwarten ist
Hoher Stromimportanteil (z. B. 30 % Nettostromimport) aus einem breiten Mix verschiedener Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien, vor allem aus PV, CSP und Windkraft (wie z. B. in Szenarien aus einer Studie im Auftrag der Dii (Dii 2012))	<ul style="list-style-type: none"> • In Bezug auf die CSP-Kraftwerksleistung für Deutschland wird in der „Systemstrategie 2“ ein deutlich höherer Bedarf beschrieben. • Windkraft-Onshore-, Windkraft-Offshore- sowie Photovoltaik-Anlagen werden bereits in der „Systemstrategie 1“ sehr stark in einer unterstellten autarken Versorgung Deutschlands genutzt. Ein Stromimport würde den Bedarf nach Anlagen lediglich örtlich verschieben. • Da die Stromnetzinfrastruktur in der vorliegenden Studie in Bezug auf Rohstoffe als unkritisch eingestuft wird, braucht der mit einem solchen Szenario verbundene Infrastrukturbedarf nicht im Detail betrachtet zu werden.
Für die Stromerzeugung aus Biomasse werden hohe Mengen an Biomasse aus dem Ausland importiert	<ul style="list-style-type: none"> • Der Anbau von Biomasse wird in der vorliegenden Studie in Bezug auf potenziell kritische mineralische Rohstoffe nicht als relevant eingestuft. • Mögliche anderweitige Probleme, die in Deutschland oder im Ursprungsland der Biomasse mit einer solchen Strategie verbunden wären, werden im Rahmen dieser Studie nicht untersucht. Hier sei auf Bringezu et al. (2012); MKULNV (2014); UNEP (2014) verwiesen.
Vergleich von dezentraler Stromerzeugung (Photovoltaik) mit zentraler Stromerzeugung (Import solarthermischen Stroms aus Nordafrika)	<ul style="list-style-type: none"> • Die dezentrale Stromerzeugung mittels Photovoltaik wird bereits im Rahmen einer eigenen Roadmap analysiert. • Dem gegenüber wird ein hoher Import von CSP-Strom nach Deutschland in der „Systemstrategie 2“ untersucht. • Die Stromnetzinfrastruktur wird in der vorliegenden Studie als unkritisch eingestuft.

Beschreibung der zukünftigen Stromversorgung	Warum gegenüber bereits betrachteten Ausgestaltungen des zukünftigen Stromsystems kein höherer Bedarf an kritischen Rohstoffen zu erwarten ist
<p>Die Stromversorgung wird immer stärker über eine deutlich steigende Anzahl an Elektroautos mit dem Verkehrssystem verknüpft. Dies erlaubt die Nutzung von Batteriespeichern in Autos als flexible Last und möglicherweise auch als flexible Erzeugung.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Eine solche Strategie würde aus heutiger Sicht auf Lithium-Ionen-Batterien in den Autos setzen. • Einschätzungen des Bedarfs kritische Rohstoffe für ein Szenario, in dem stark auf Batterietechnologie gesetzt wird, erfolgten bereits im Rahmen der Analyse von „Systemstrategie 1“. Dort werden zwar stationäre Batterien angenommen, der Unterschied zu mobilen Batterien ist in Bezug auf kritische Rohstoffe aber nur marginal.
<p>Der nötige Ausbau der erneuerbaren Energien kann durch massive Effizienzverbesserungen reduziert werden.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Mögliche kritische Rohstoffe durch diverse Effizienz-Technologien werden im Rahmen dieses Forschungsvorhabens nicht betrachtet. • Die Durchführung entsprechender Untersuchungen analog zu der vorgelegten Studie wird empfohlen.

4 Analyse des Bedarfs an Stahllegierungselementen

Einige Legierungselemente in Stählen können als kritisch eingestuft werden. Die Kritikalität ist dabei abhängig vom Ausmaß des Stahleinsatzes in der jeweiligen Technik. Für Komponenten der erneuerbaren Energien sind legierte Stähle in der Regel nicht maßgeblich für die Funktion der Energieerzeugung selbst, können aber oft allein aufgrund physikalischer Voraussetzungen nicht substituiert werden.

Die Grobanalyse von Technologien in Kapitel 2.4 hat bereits gezeigt, dass Stahllegierungen bei vielen im Rahmen dieses Berichts betrachteten Technologien in größerem Umfang zum Einsatz kommen könnten. In diesem Kapitel wird deshalb zunächst der Stahlbedarf für die Transformation des deutschen Energiesystems abgeschätzt, um eine mögliche Kritikalität von Stahllegierungselementen und die damit verbundene Notwendigkeit einer detaillierten Betrachtung zu überprüfen.

Um ein möglichst vollständiges Bild des Stahlbedarfs erneuerbarer Energien und mit ihrer Nutzung verbundener Technologien zu zeichnen, berücksichtigt die hier vorgenommene Analyse gemeinsam die Technologien der Relevanzstufe 1 und 2. In einer Grobabschätzung werden dabei zunächst die Technologien Geothermie, Biogaserzeugung, Photovoltaik, Wasserkraft (Turbinen- und Pumpspeicherkraftwerke), Windkraft, solarthermische Kraftwerke, Druckluftspeicherung und Stromnetze hinsichtlich ihrer Relevanz für eine Stahlabschätzung gegenübergestellt. Hierauf aufbauend wird der Stahlbedarf folgender Technologien näher betrachtet:

- Windkraftanlagen
- Geothermische Kraftwerke
- Speicher (Pumpspeicher, adiabate Druckluftspeicher)
- Stromnetze

4.1 Klassifizierung und Zusammensetzung von Stählen

Zur Einordnung von Legierungsbestandteilen werden Stähle übereinstimmend mit Literaturangaben aus Lebenszyklusanalysen in *niedrig legiert* und *hoch legiert* unterteilt. Damit wird ein Großteil des Stahleinsatzes in den erneuerbaren Energien abgedeckt. Abb. 4-1 stellt die Unterteilung und ihre Einordnung in Stahlsorten nach DIN EN 10.020 dar.

Niedrig legierte Stähle zeichnen sich durch sehr geringe Anteile von Legierungselementen aus und können häufig – rein technisch gesehen – durch andere Materialien ersetzt werden (z. B. Beton- statt Stahltürme bei Windturbinen).

Unter die Gruppierung *hoch legiert* fallen Stähle, an die besondere technische Anforderungen gestellt werden. Dazu gehören rostfreie Edelstähle sowie hochfeste und säurefeste Stähle. Ihr Einsatz beschränkt sich oft auf bestimmte Bereiche eines Kraftwerks (z. B. das Getriebe einer Windturbine), und ihre Substitution ist häufig nicht möglich oder mit erhöhten Kosten verbunden. Als typischer Vertreter eines rostfreien Edelstahls in Windturbinen kann ein X5CrNiMo17-12-2 Stahl mit 17 % Cr-Anteil gelten (Moss et al. 2011). Weitere häufig vorkommende Legierungselemente sind Molybdän, Mangan und Nickel.

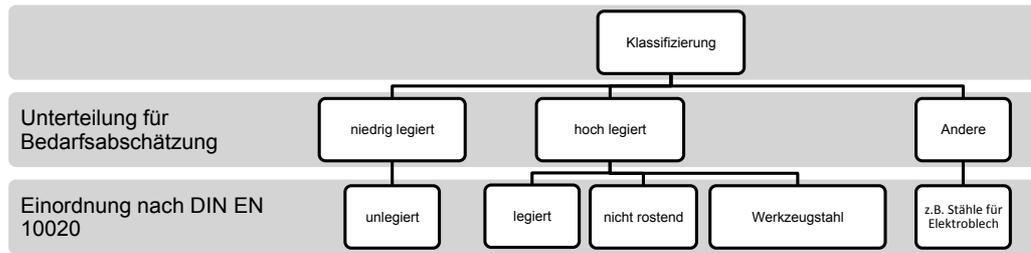


Abb. 4-1 Einordnung der Stahlarten für die Bedarfsabschätzung

4.2 Grobanalyse der Relevanz von Stahllegierungen

Die in Tab. 4-1 aufgeführten Technologien weisen derzeit oder in Hinblick auf zukünftige Technologieentwicklungen einen relevanten spezifischen Stahlbedarf auf. Dabei sind die Verwendungszwecke sehr verschieden – und die jeweiligen Anforderungen an die Werkstoffeigenschaften (z. B. Druck- und Temperaturbeständigkeit) beeinflussen den Bedarf an Legierungselementen. Weil ein hoher spezifischer Bedarf an legierten Stählen allein noch kein hinreichendes Kriterium für eine erhöhte Kritikalität von Legierungselementen ist, sind auch die erwarteten Zubauraten von Bedeutung. Die Bestimmung der Relevanz von Technologien für die Stahlabschätzung erfolgt daher auf Grundlage der drei Kriterien *spezifischer Stahlbedarf* (alle benötigten Stahlarten, unabhängig vom Grad ihrer Legierung), *Anforderungen an Werkstoffeigenschaften* und *erwartete Zubauraten*. Die Entscheidungen zur Einschätzung der Technologien hinsichtlich dieser Kriterien werden im Folgenden näher erläutert.

Tab. 4-1 Einschätzung zum zukünftigen Bedarf von Stahllegierungselementen für erneuerbare Energien, Speicherung und Netze

Technik	Spezifischer Stahlbedarf (alle Stahlarten)	Anforderungen an Werkstoffeigenschaften	Erwartete Zubauraten	Relevanz für Stahlabschätzung
Geothermie	hoch	hoch	mittel	hoch
Biogas	gering	gering	mittel	gering
Wasserkraft (Turbine)	mittel	mittel	gering	gering
Wasserkraft (Pumpspeicher)	mittel	mittel	mittel	mittel
Windkraft	hoch	hoch	hoch	hoch
Photovoltaik	gering	gering	hoch	gering
Solarthermische Kraftwerke	hoch	gering	gering - hoch	gering
Druckluftspeicher (adiabat)	mittel	hoch	gering	mittel
Stromnetze	mittel	gering	mittel	mittel

4.2.1 Geothermie

Insbesondere für Zwecke der Stromerzeugung mittels tiefeingeothermischer Anlagen werden große Mengen legierter Stahlrohre benötigt, die je nach Wärmeträger und geologischen Begebenheiten hohe Anforderungen an Temperatur- und Korrosionsbeständigkeit erfüllen müssen. Die eingesetzten Materialien können in der Regel nicht durch Alternativen ersetzt wer-

den, wenn lange Laufzeiten angestrebt werden. Die geothermische Stromerzeugung spielt zwar bislang in Deutschland keine nennenswerte Rolle, einzelne Szenarien sehen aber einen hohen Anstieg der installierten Leistung bis 2050 vor (siehe Kapitel 3). Sollte es zu einer solchen Entwicklung kommen, könnte dies eine erhöhte Knappheit von Stahllegierungselementen durch geothermische Anwendungen in Deutschland bedeuten.

4.2.2 Biogas

Auch wenn Fermenter derzeit für gewöhnlich aus Beton gefertigt werden, gibt es Anzeichen für einen erhöhten Einsatz von Stahlfermentern in Zukunft (Stranghöfner et al. 2013). Die Anforderungen an einen Stahlfermenter sind jedoch gering, so dass dort Baustahl (niedrig legierter Stahl) eingesetzt werden kann. Mit einer erhöhten Kritikalität von Stahllegierungselementen durch Biogaserzeugung in Deutschland ist deshalb nicht zu rechnen.

4.2.3 Wasserkraft (Laufwasserkraftwerke)

Turbinenflügel in der Wasserkraft müssen korrosionsbeständig sein und gute Oberflächeneigenschaften aufweisen. Je nach bewegtem Medium (z. B. Salzwasser) muss der Stahl zusätzliche Anforderungen erfüllen. Eine Substituierbarkeit ist nicht gegeben, allerdings ist mit keinem signifikanten Ausbau der Wasserkraft in Deutschland zu rechnen (siehe Kapitel 3). Für den zukünftigen Bedarf an Stahllegierungen sind Laufwasserkraftwerke daher kaum relevant.

4.2.4 Wasserkraft (Pumpspeicherkraftwerke)

In Pumpspeicherkraftwerken (PSW) wird Energie gespeichert, indem Wasser in ein hoch gelegenes Becken gepumpt wird, das dann beim Ausspeichern wieder abgelassen wird und Generatoren antreibt. PSW sind die einzige Großspeichertechnologie, die weltweit genutzt wird. Die Potenziale in Deutschland hierfür gelten als weitestgehend erschöpft. Es gibt jedoch einerseits neue Konzepte, die beispielsweise die Nutzung stillgelegter Bergbauschächte vorsehen, außerdem können große Pumpspeicher im Alpenraum oder in Skandinavien für den deutschen Lastausgleich nutzbar gemacht werden.

Pumpspeicherkraftwerke nutzen, ebenso wie Laufwasserkraftwerke, Turbinen aus korrosionsbeständigen Stählen, welche jedoch nicht kontinuierlich in Betrieb sind. Demnach ist zwar hier mit einer Zunahme des Stahleinsatzes zu rechnen, die angesichts langer Wartungszyklen und hoher Lebensdauern aber hinter den Bedarfen für andere Technologien zurückbleiben. Für Pumpspeicher ergibt sich somit eine mittlere Relevanz hinsichtlich des zukünftigen Bedarfs an Stahllegierungen.

4.2.5 Photovoltaik

Einige Photovoltaikanlagenhersteller setzen auf den vermehrten Einsatz von Stählen in Leichtbauweise. Diese wird aber nicht nur unter Einsatz von Legierungselementen erreicht (z. B. Titan), sondern auch und vor allem durch innovative Tragekonstruktionen und Materialverbindungen. Gegenüber dem Bedarf an Werkstoffen in Leichtbauweise in z. B. der Automobilindustrie ist der Bedarf in der Photovoltaik vergleichsweise gering. Die Substituierbarkeit der Leichtbau-Stahlkonstruktionen ist z. B. durch Verwendung leichterer Module gege-

ben. Daher ist die Produktion von Leichtbaustählen zwar technisch anspruchsvoll und ökonomisch relevant, aber aus Sicht der Legierungselemente als unkritisch zu bewerten.

4.2.6 Windkraft

Stähle sind neben Gusseisen und Glasfaserkunststoffen (GFK) wesentlicher Bestandteil von Windenergieanlagen. Hochlegierte Stähle finden sich vor allem in stark mechanisch beanspruchten Teilen der Gondel. Neben dem Einsatz von Spezialstählen in Transformatoren und Generatoren kommt bei Anlagen mit Getriebe der Einsatz von hochfesten Stählen hinzu. Ihre Substitution ist in der Regel nicht möglich, auch wenn Anlagendesign und steigende Effizienz zu Verringerungen im Materialbedarf führen können. In Erwartung hoher Zubauraten wird der Stahlbedarf für Windenergie vorläufig als wichtiger möglicher Engpass für Stahllegierungselemente identifiziert.

4.2.7 Solarthermische Kraftwerke

Solarthermische Kraftwerke werden in dieser Studie im Rahmen der Systemstrategie 2 (Kapitel 3.4.2) als eine Möglichkeit für den Import erneuerbarer Energien betrachtet. In den ausgewerteten Langfrist-Energieszenarien bewegt sich die mögliche Menge an solarthermischem Importstrom für Deutschland im Jahr 2050 zwischen 61,9 und 177 TWh/a. Der spezifische Stahlbedarf solarthermischer Kraftwerke ist (auf die Leistung bezogen) als hoch zu bezeichnen (Viebahn et al. 2008). Zum einen wird er sich aber im Rahmen des technischen Fortschritts reduzieren – in Viebahn et al. (2008) werden (analog zu Kosten-Lernraten) je nach Kraftwerkstyp Material-Lernraten von 10 – 27 Prozent zwischen 2010 und 2050 abgeleitet. Zum anderen kann der Stahlbedarf überwiegend durch niedrig oder unlegierte Stähle gedeckt werden, während der Anteil von Chromstahl für die derzeit gängigen Kraftwerkstypen nur 1 – 3 % des gesamten Stahlverbrauchs beträgt (Viebahn et al. 2008). Trotz möglicherweise hohem Zubau ergibt sich demnach eine geringe Relevanz hinsichtlich des zukünftigen Bedarfs an Stahllegierungen.

Es wird allerdings erwartet, dass zukünftige Kraftwerke durch den Einsatz von Dampf oder Salzschnmelze als Wärmeträgerflüssigkeit mit höheren Temperaturen (rund 500 °C) als derzeit (rund 400 °C) betrieben werden. Dementsprechend könnten zukünftig andere Legierungen benötigt werden (Heller et al. 2011). Die Stahlbewertung solarthermischer Kraftwerke sollte daher mittelfristig überprüft und gegebenenfalls aktualisiert werden.

4.2.8 Adiabate Druckluftspeicher

Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storage – CAES) arbeiten ähnlich wie Pumpspeicherkraftwerke, doch anstatt Wasser zu pumpen, wird Luft komprimiert und in unterirdischen Kavernen gespeichert. Die komprimierte Luft kann dann genutzt werden, um eine Turbine anzutreiben. Bei konventionellen CAES wird die bei der Kompression entstehende Hitze abgeführt, dementsprechend muss beim Ausspeichern zusätzlich Erdgas zugeführt werden, um die bei der Dekompression entstehende Kälte zu kompensieren. Weltweit existieren nur zwei größere CAES. Eine Weiterentwicklung besteht in so genannten adiabaten Druckluftspeichern (A-CAES), bei denen die Kompressionswärme in Wärmespeicher aufgenommen wird und bei der Rückverstromung zur Verfügung gestellt werden kann, so dass keine Erdgaszuführung notwendig ist. A-CAES befinden sich zur Zeit in der Entwicklung,

noch sind keine Anlagen realisiert. Der Technologie wird ein großes zukünftiges Potential zugesprochen. Dabei sind verschiedene Energiespeicherkonzepte in der Diskussion, welche bestehende Pumpspeicherkraftwerke ergänzen könnten. Darunter gelten adiabate Druckluftspeicherkraftwerke als eine vielversprechende Lösung. Da die dafür notwendigen Wärmespeicher robust gegen schnelle ab- und zufließende Wärmeströme ausgelegt werden müssen, kann bei dieser Technik mit einem vermehrten Einsatz von Spezialstählen gerechnet werden. Es ist jedoch fraglich, ob zukünftig ein relevanter Aufbau adiabater Druckluftspeicher-Kapazitäten erwartet werden kann. Es wird deshalb von einer mittleren Relevanz solcher Speicher für den zukünftigen Bedarf an Stahl-Legierungen ausgegangen.

4.2.9 Stromnetze

Vor allem Hochspannungsfreileitungen weisen einen relevanten Bedarf an Stahl für Leiterseile und Masten auf. Auch in Umspannwerken sind Stahlwerkstoffe gebunden, ein zusätzlicher Bedarf könnte sich bei verstärkter Nutzung der Hochspannungsgleichstromtechnik für die Errichtung von Stromrichterstationen ergeben. Die Anforderungen an die eingesetzten Werkstoffe sind jedoch überwiegend gering. Der zukünftige Stahlbedarf der Stromnetze wird beeinflusst durch die erforderliche Bestandserneuerung sowie den Ausbau des Netzes. Gerade der Ausbaubedarf für das deutsche Stromnetz wird allerdings in verschiedenen Studien sehr unterschiedlich bewertet. Hieraus ergeben sich Unsicherheiten für den zu erwartenden Stahlbedarf, weshalb zu prüfen bleibt, ob hohe Ausbaupfade gegebenenfalls mit nennenswerten Auswirkungen auf den Bedarf an Stahl und bestimmten Legierungen verbunden sein könnten.

4.2.10 Fazit

Die Grobabschätzung kommt zu dem Ergebnis, dass mit der *geothermischen Stromerzeugung* und der *Windenergienutzung* zwei der betrachteten Technologien für den zukünftigen Bedarf an Stahl-Legierungselementen von hoher Relevanz sind. Beide Technologien werden daher in Hinblick auf ihren zukünftigen Stahlbedarf im Folgenden ausführlich analysiert.

Drei weiteren Technologien (Pumpspeicherkraftwerken, adiabaten Druckluftspeichern und Stromnetzen) wurde im Rahmen der Grobabschätzung eine mittlere Relevanz für den zukünftigen Stahlbedarf beigemessen. Auch diese Technologien werden im Rahmen des folgenden Kapitels daraufhin überprüft, ob ihr Zubau einen Engpass kritischer Legierungselemente zur Folge haben könnte.

Die übrigen Technologien (Photovoltaik, Laufwasserkraftwerke, Biogas und Solarthermie) sind im hier betrachteten Zusammenhang von niedriger Relevanz und werden deshalb in Bezug auf ihren Stahlbedarf nicht näher betrachtet.

4.3 Detailanalyse der Relevanz von Stahllegierungen

4.3.1 Windkraft

Bei der Abschätzung des Stahlbedarfs wird der Fokus unter anderem auf Windturbinen gelegt, weil für diese Technologie hohe Zubauraten zu erwarten sind (siehe Kapitel 3.3.2) und Windenergie-technik als vergleichsweise stahlintensiv gelten kann (Stranghöner 2012). Die

Quantifizierung des Stahlbedarfs eines langfristigen Windkraft-Ausbau in Deutschland erfolgt vereinfachend unter Berücksichtigung zweier verschiedener Anlagentypen:

- Der *Onshore-Einsatz* wird mittels der Enercon E-82 dargestellt. Diese Windturbine mit elektrisch erregtem getriebelosem Synchrongenerator und einem Turm aus Stahlbeton kann als repräsentativ für den deutschen Markt gelten (zurzeit sind etwa 60 % der installierten Leistung auf Enerconanlagen zurückzuführen) (ENERCON 2011).
- Für den *Offshore-Einsatz* wird von einer 5-MW-Windturbine mit elektrisch erregtem Asynchrongenerator (doubly-fed induction generator, DFIG), Jacket-Stahlurm und Pfahlgründungen ausgegangen. Diese Anlage wird mit 255 t/MW Stahl (Wiesen 2010) ausgewiesen, wovon 9 % auf hochlegierten Stahl entfallen.

Unter der Annahme typischer Materialausnutzungsgrade⁴ von 86 – 95 % (Pick und Wagner 1998) liegt der Gesamtstahlbedarf der Enercon-Anlage ab Regionallager bei etwa 130 t/MW (genaue Werte unterliegen der Vertraulichkeit). Der Gesamtbedarf der DFIG-Anlage liegt dagegen sogar bei bis zu 297 t/MW.

Im Szenario „100 %-EE“ (FVEE 2010) mit einem sehr hohen Ausbau erneuerbarer Energien (siehe Tab. 3-1) wird ein Zubau von 193 GW installierter Leistung (Windkraft Onshore und Offshore) bis 2050 erwartet. Zur Abschätzung des maximalen kumulierten Stahlbedarfes bis 2050 werden drei Fälle untersucht (siehe Tab. 4-2):

- Szenario A: Zubau von 193 GW mit 100 % E-82-Anlagen
- Szenario B: Zubau von 193 GW mit 100 % DFIG-Anlagen der 5-MW-Klasse
- Szenario C: Zubau von 193 GW mit 50 % E-82 und 50 % DFIG 5 MW

Tab. 4-2 Maximalabschätzung des Stahlbedarfs für den Ausbau der Windenergie (Onshore und Offshore) bis 2050

	Einheit	IST (2010)	2020	2030	2050
Installierte Leistung nach (FVEE 2010)	GW	56	136	188	249
Stahlbedarf (kumuliert) in Szenario A	Mio. t		10,4	17,2	25,1
Stahlbedarf (kumuliert) in Szenario B	Mio. t		23,7	39,2	57,3
Stahlbedarf (kumuliert) in Szenario C (50/50 Szenario)	Mio. t		17,1	28,2	39,5
Jahresmittel (kumuliert) in Szenario C (50/50 Szenario)	Mio. t/a		1,71	1,41	0,99
Bezugsjahre	a		10	20	40
Anteil an der deutschen Rohstahljahresmittelproduktion von 2012 in Szenario C	%		4,0	3,3	2,3

Wenn jeweils die Hälfte des Zubaus mithilfe von E-82-Anlagen sowie DFIG-Anlagen der 5-MW-Klasse erfolgte und die Wiederverwertung zurückgebauter Anlagen unberücksichtigt bliebe, müssten den Berechnungen zufolge insgesamt 39,5 Mio t Stahl bis zum Jahr 2050 von der Stahlindustrie zur Verfügung gestellt werden. Davon müssten bei einem Edelstahlanteil von ca. 9 % in einer Windturbine 3,6 Mio t (oder 0,09 Mio t/a) als Edelstahl ausgeführt werden. Bis zum Jahr 2020 läge der Bedarf an Rohstahl bei ca. 17,1 Mio t.

⁴ Materialausnutzungsgrade quantifizieren repräsentativ die Menge an Materialresten, die bei der Fertigung von Halbwerkzeugen und Komponenten im Maschinenbau-Sektor anfallen.

Zum Vergleich: Im NaStafEE-Projekt, in welchem die Nachhaltigkeit stählerner Konstruktionen für erneuerbare Energien bewertet werden soll, wird in ersten Prognosen davon ausgegangen, dass von 2010 bis 2020 (49 GW Zubau) ca. 6,5 Mio t Rohstahl (0,65 Mio t/a) benötigt werden, um die Ziele des BMU-Leitszenarios 2010 zu erreichen (Stranghöfner 2012).

Bei einer jährlichen Rohstahlerzeugung in Deutschland von etwa 40 Mio t (43 Mio t/a in 2012 (Wirtschaftsvereinigung Stahl 2013)), wovon allein ca. 8 Mio t als Edelstahl produziert wurden, ist deshalb nicht mit einer Verknappung oder gar gestiegenen Kritikalität von Stahllegierungselementen durch den Ausbau der Windkraft zu rechnen.

4.3.2 Geothermie

Das Grob screening der Technologien in Kapitel 2.4 hat bereits gezeigt, dass sich die Verwendung möglicherweise kritischer mineralischer Materialien im Bereich der Geothermie auf Stahllegierungselemente wie Chrom oder Nickel beschränkt. Die Relevanz der Geothermie für den zukünftigen Bedarf an Stahllegierungen wurde zudem in der vorangegangenen Grobabschätzung besonders hoch bewertet. Im Folgenden wird deshalb eine Maximalabschätzung für den Stahlbedarf der geothermischen Stromerzeugung bis 2050 vorgenommen, die sich hinsichtlich der Entwicklung der geothermischen Kraftwerksleistung am Ausbaupfad „Max“ orientiert (siehe Kapitel 3.3).

4.3.2.1 Technologieauswahl

Während sich die oberflächennahe Geothermie auf Grund geringer Vorlauftemperaturen ausschließlich zur Wärmergewinnung eignet, stehen für die Umsetzung des betrachteten Ausbaupfades der Stromerzeugung verschiedene tiefegeothermische Verfahren zur Verfügung. Hierbei wird grundsätzlich zwischen hydrothermalen und petrothermalen Systemen unterschieden (Clark et al. 2011; GtV 2014; Pehnt et al. 2011):

- *Hydrothermale Tiefengeothermie:* Über eine Förderbohrung wird heißes Thermalwasser aus natürlichen Aquiferen an die Oberfläche transportiert. In Hochenthalpie-Gebieten mit einer Fluidtemperatur oberhalb von 182 °C kann das Thermalwasser direkt in einer herkömmlichen Dampfturbine entspannt werden. Dieses Verfahren eignet sich für Regionen mit ausgeprägter vulkanischer Aktivität (beispielsweise USA oder Island), ist aber für Deutschland mangels ausreichender Aquifertemperaturen nicht geeignet. In Niederenthalpie-Gebieten (wie in Deutschland) kann dagegen der Thermalwasserkreislauf über einen Wärmetauscher an einen Sekundärkreislauf angeschlossen werden, um Organic-Rankine-Cycle-Turbinen (ORC-Turbinen) für die Stromerzeugung zu nutzen. Das Arbeitsmedium im Sekundärkreislauf weist hierbei eine im Vergleich zu Wasser deutlich niedrigere Verdampfungstemperatur auf. Das abgekühlte Thermalwasser wird in einem geschlossenen Kreislauf über eine Re-Injektionsbohrung in den Untergrund zurückgeführt und erwärmt sich dort erneut.
- *Petrothermale Tiefengeothermie:* Das Verfahren ist nicht auf die Verfügbarkeit von Thermalwasser aus Aquiferen angewiesen. Stattdessen werden über eine Injektionsbohrung mittels hydraulischer und chemischer Stimulationsverfahren Risse in heißen Gesteinsschichten erzeugt bzw. geweitet, um die Wasserdurchlässigkeit des Gesteins zu erhöhen. Es wird so ein Wärmetauscher im Untergrund geschaffen, der über die Injektionsbohrung unter hohem Druck zugeführtes Wasser erwärmt, welches anschließend

über Förderbohrungen wieder an die Oberfläche gepumpt wird. Das Thermalfluid wird analog zur hydrothermalen Geothermie in Deutschland zur Stromerzeugung mittels ORC-Turbinen eingesetzt. Über die Injektionsbohrung wird das abgekühlte Fluid in den Untergrund zurückgeleitet und somit der Thermalwasserkreislauf geschlossen. Petrothermale Verfahren werden oft mit den Begriffen Hot Dry Rock (HDR), Hot Fractured Rock (HFR) oder Enhanced Geothermal Systems (EGS) bezeichnet.

Es wird für die hier vorgenommene Abschätzung des Stahlbedarfs davon ausgegangen, dass der zukünftige Zubau von Geothermie-Kraftwerken in Deutschland ausschließlich mittels petrothermalen Verfahren (EGS) realisiert wird. Dies lässt sich folgendermaßen begründen:

Hydrothermale Verfahren werden in Deutschland zwar bereits vereinzelt zur Stromerzeugung eingesetzt, ihre Nutzbarkeit bleibt aber auf Gebiete mit geeigneten Aquifer-Reservoirs in drei Regionen begrenzt: das Norddeutsche Becken, den Oberrheingraben und das Molassebecken in Süddeutschland. Diese geographischen Beschränkungen bestehen für petrothermale Verfahren hingegen nicht, weshalb ihr Anteil am technischen Potenzial der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland auf 95 % geschätzt wird (Paschen et al. 2003). Ein starker Ausbau der Geothermie in Deutschland wird demnach höchstwahrscheinlich auf die Erschließung petrothermaler Potenziale und damit auf EGS-Kraftwerke angewiesen sein.

Für die Berücksichtigung dieses Kraftwerkstyps im Rahmen einer Maximalabschätzung spricht außerdem sein hoher spezifischer Stahlbedarf: Nach Sullivan et al. (2010) beträgt der Stahlbedarf von EGS-Kraftwerken mit 20 MW elektrischer Leistung 1.206 t/MW, während ein Hydrothermal-Kraftwerk mit ORC-Turbine nur 356 t/MW und mit Dampfturbine nur 295 t/MW benötigt (siehe Abb. 4-2).

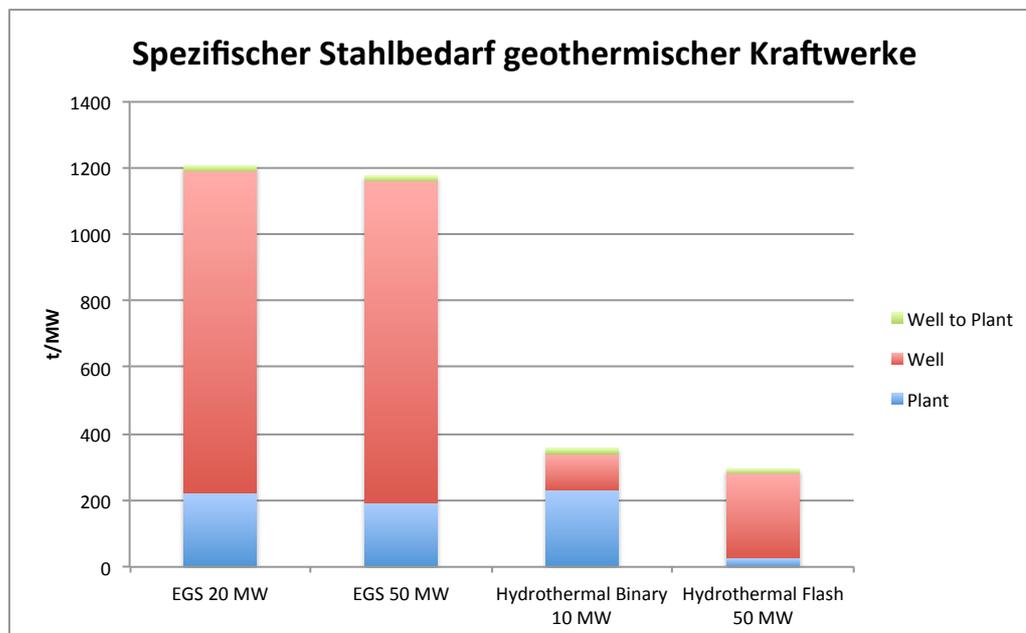


Abb. 4-2 Spezifischer Stahlbedarf geothermischer Kraftwerke

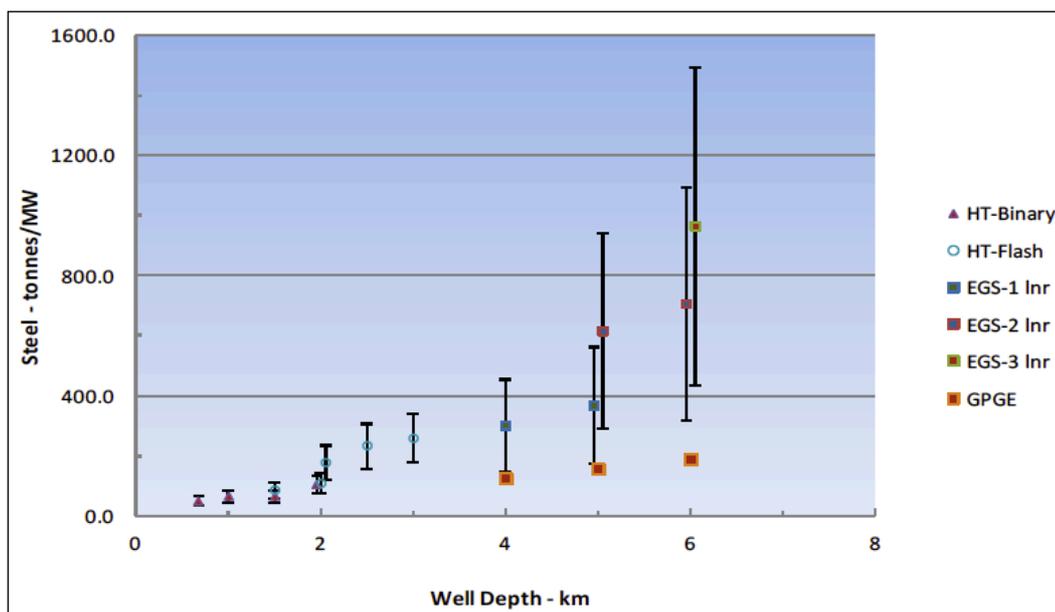
Quelle: Sullivan et al. (2010)

Diese großen Unterschiede sind insbesondere auf unterschiedliche Annahmen zur erforderlichen Bohrtiefe zurückzuführen: Geothermiebohrungen werden zur Stabilisierung der Bohr-

löcher sowie zur Abdichtung gegenüber den umliegenden Gesteinsschichten mit (unterschiedlich legierten) Stahlrohren ausgekleidet.

Die in der Vergleichsrechnung mit 6.000 m besonders tiefen Bohrungen der EGS-Kraftwerke tragen maßgeblich dazu bei, dass ein sehr hoher Anteil von ca. 80 % (knapp 1000 t/MW) des spezifischen Stahlbedarfs der EGS-Kraftwerke auf die Bohrlochauskleidung entfällt (siehe Abb. 4-2). Der restliche Bedarf ist überwiegend auf die Errichtung des oberirdischen Kraftwerksblocks zurückzuführen, während die Pipeline-Verbindungen zwischen Bohrlöchern und Kraftwerk mit einem Anteil von 1 % am spezifischen Stahlbedarf dagegen kaum relevant sind. Für die betrachteten hydrothermalen Systeme wird dagegen die erforderliche Bohrlochtiefe auf nur 1.500 m (ORC-Turbine) bzw. 2.500 m (Dampfturbine) festgelegt – resultierend in entsprechend geringerem Stahlbedarf der Bohrlöcher.⁵ Der hohe Stahlbedarf tiefer Bohrungen liegt auch darin begründet, dass sich nach Sullivan et al. (2011) der Stahlbedarf der Bohrungen bis zu einer Tiefe von etwa 2 km annähernd linear erhöht, mit zunehmender Tiefe und hierdurch steigendem technischen Aufwand aber stärker zunimmt.

Neben der Bohrlochtiefe spielt nach Sullivan et al. (2010:20) für den erhöhten Stahlbedarf von EGS-Kraftwerken auch eine Rolle, dass die Realisierung einer definierten elektrischen Leistung bei einem für EGS typischen niedrigerem Temperaturniveau einen höheren Durchfluss des Thermalfluids erforderlich macht, was eine höhere Anzahl an Bohrungen und damit höheren Stahlbedarf impliziert.



HT-Binary: Hydrothermales ORC-Kraftwerk; HT-Flash: Hydrothermales Dampfturbinen-Kraftwerk; EGS-1 bis 3: Petrothermales Kraftwerk (EGS, enhanced geothermal system) mit unterschiedlich aufwändiger Bohrlochauskleidung; GPGE: Geo-pressured gas and electric site

Abb. 4-3 Stahlbedarf von Geothermiebohrungen unterschiedlicher Kraftwerkstypen in Abhängigkeit von der Bohrtiefe

Quelle: Sullivan et al. (2011:22)

⁵ Die erforderliche Bohrlochtiefe kann zwar für Deutschland abweichen, dennoch gilt auch hier, dass EGS tendenziell tiefere Bohrungen erforderlich macht als hydrothermale Verfahren. Laut GtV (2014) kann für hydrothermale Verfahren von 2.000-4.000 m Tiefe, für petrothermale Verfahren von 3.000-6.000 m ausgegangen werden. Die Bohrlochtiefe des (hydrothermalen) In Situ Geothermie-Labors in Groß Schönebeck beträgt beispielsweise ca. 4.400 m (Milles 2012).

Ein weiterer Grund für den im Technologievergleich niedrigsten spezifischen Stahlbedarf des (hydrothermalen) Dampfkraftwerks besteht darin, dass hier weniger materialintensive Kühltechnik zum Einsatz kommt und zudem der technische Aufwand für den Sekundärkreislauf entfällt, wodurch sich der Stahlbedarf in der Herstellung der oberirdischen Kraftwerkskomponenten reduziert.

Die Abhängigkeit des spezifischen Stahlbedarfs der Geothermie-Bohrungen vom Kraftwerkstyp und von der Bohrtiefe ist nochmal zusammenfassend in Abb. 4-3 dargestellt. Erkennbar ist hier beispielsweise die hohe Bandbreite des spezifischen Stahlbedarfs von EGS-Bohrungen von ca. 300 – 1.000 t Stahl/MW_{el}.

Es kann demnach festgehalten werden, dass EGS-Kraftwerke im Vergleich der verschiedenen Kraftwerkstypen den höchsten spezifischen Stahlbedarf aufweisen, weshalb sie sich im Rahmen der hier vorgenommenen Maximalabschätzung des Stahlbedarfs für den Geothermie-Ausbau in Deutschland eignen. Zudem ist zu konstatieren, dass insbesondere bei EGS-Kraftwerken mit tiefen Bohrungen der Fokus der Stahlbedarfsabschätzungen auf den Bohrlochauskleidungen liegen sollte, weil für diese Kraftwerkskomponenten die mit Abstand größten Stahlmengen benötigt werden.

4.3.2.2 Abschätzung des Stahlbedarfs

Um die Bedeutung des Stahlbedarfs eines hohen EGS-Ausbaus in Deutschland bis 2050 in Hinblick auf den kumulierten Materialaufwand und die entsprechenden Verfügbarkeiten bewerten zu können, werden zwei verschiedene Abschätzungen vorgenommen:

- Kumulierter Stahlbedarf des Geothermieausbaus, soweit möglich differenziert nach hoch- und niedriglegierten Stahlsorten
- Spezifischer Bedarf an verschiedenen Stahl-Legierungselementen, der durch den Stahleinsatz des Geothermieausbaus in Deutschland verursacht werden könnte

Kumulierter Stahlbedarf

Sullivan et al. (2010:13) liefern eine umfassende Darstellung des Stahlbedarfs von EGS-Bohrungen für unterschiedliche Bohrlochtiefen (4-6 km) und unterschiedliche technische Ausführungen. Dabei werden die verschiedenen Bestandteile der Verrohrung nach Länge, verwendetem Material in Anlehnung an American Petroleum Institute (2005) und spezifischem Gewicht differenziert. Hieraus lässt sich für jede der aufgeführten Varianten der Stahlbedarf für die Verrohrung eines Bohrlochs ermitteln⁶. Über den in Clark et al. (2011:19) für EGS definierten Bedarf von 0,48 Bohrungen je MW_{el} Kraftwerksleistung⁷ ergibt sich für eine Bohrtiefe von 6 km und im Fall einer besonders materialintensiven Konstruktion mit 3 Zwischenrohren („intermediate liner“) ein Stahlbedarf von 2.024 t je Bohrung bzw. 967 t/MW_{el} für ein 50 MW EGS-Kraftwerk, welches der hier vorgenommenen Hochrechnung zu Grunde gelegt wird. Für diesen Kraftwerkstyp ergibt sich nach Sullivan et al. (2010) weiterer Stahlbedarf von 193 t/MW_{el} für den oberirdischen Kraftwerksblock sowie 15 t/MW_{el} für die Pipeline-

⁶ Die verwendeten Materialbezeichnungen sind dagegen nicht ausreichend präzise, um eindeutige Rückschlüsse auf die erforderlichen Stahlsorten und damit auf den Bedarf an Legierungselementen schließen oder zumindest eine Einordnung in hoch- und niedriglegierte Stähle vornehmen zu können.

⁷ Der Wert berücksichtigt sowohl Förder- als auch Injektionsbohrungen (im Verhältnis 2:1), die hinsichtlich des Aufbaus und somit des Stahlbedarfs als identisch angenommen werden. Nach Aussage der Quelle ist der spezifische Bedarf an Bohrungen linear entsprechend der elektrischen Kraftwerksleistung skalierbar.

Verbindung zwischen Kraftwerk und Bohrlöchern. In der Summe geht somit ein Stahlbedarf von 1.175 t/MW_{el} in die Abschätzung ein. Es sei allerdings darauf hingewiesen, dass der tatsächliche spezifische Stahlbedarf von den jeweiligen geologischen Bedingungen am Kraftwerksstandort bestimmt wird, weil diese die erforderliche chemische Zusammensetzung sowie die Wandstärke der Rohre stark beeinflussen (Frick et al. 2010).

Der zuvor genannte spezifische Stahlbedarf für EGS-Kraftwerke wird an Hand des im Rahmen dieser Studie berechneten jährlichen Geothermie-Zubaubedarfs bis 2050 hochgerechnet. Dieser orientiert sich am Ausbaupfad „Hoch“ (siehe Kapitel 3.3), welcher einen Ausbau der geothermischen Kraftwerksleistung auf 17 GW_{el} bis 2050 nach „Szenario Plan B“ (Barzantny et al. 2009) vorsieht. Es wird hier die Annahme getroffen, dass der in Sullivan et al. (2010) auf Basis einer technischen Lebensdauer von 30 Jahren bestimmte spezifische Stahlbedarf auf diese Studie übertragbar ist, obwohl der hier bestimmte Zubaubedarf auf einer geringfügig höheren technischen Lebensdauer für Geothermiekraftwerke von 35 Jahren beruht. Mögliche zukünftige Veränderungen des spezifischen Stahlbedarfs (etwa durch technische Optimierungen) werden hier nicht berücksichtigt.

Frick et al. (2010) treffen die Annahme, dass der Stahlbedarf der Bohrloch-Verrohrung sowie des oberirdischen Thermalwasserkreislaufs zu 33 % aus hoch legiertem und zu 67 % aus niedrig legiertem Stahl gedeckt wird. Weil insbesondere die Verrohrung (wie zuvor dargestellt) den spezifischen Stahlbedarf geothermischer Kraftwerke maßgeblich beeinflusst, wird hier vereinfachend angenommen, dass diese prozentualen Anteile für den gesamten Stahlbedarf der zugebauten EGS-Kraftwerke gelten.

Die Ergebnisse der Stahlbedarfsabschätzung sind in Tab. 4-3 dargestellt. Für den Zubau an geothermischer Kraftwerksleistung nach dem Ausbaupfad „Hoch“ müssten demnach unter den zuvor geschilderten Annahmen bis zum Jahr 2050 kumuliert 20,5 Millionen Tonnen Stahl (davon etwa 6,8 Mio. t als hochlegierter Stahl) zur Verfügung gestellt werden. Weil der Geothermie-Zubau im berücksichtigten Ausbaupfad schwerpunktmäßig in den letzten 20 Jahren des Betrachtungszeitraumes stattfindet, läge der Stahlbedarf bis zum Jahr 2030 dagegen nur bei 3,5 Mio. Tonnen.

Tab. 4-3 Stahlbedarf für den Ausbau der geothermischen Stromerzeugung bis 2050 nach Ausbaupfad „Hoch“

	Einheit	IST (2010)	2011-2020	2011-2030	2011-2050
Installierte elektrische Geothermie-Leistung (am Ende der Periode) nach Ausbaupfad „Hoch“	GW _{el}	0,008	1	3	17
Stahlbedarf (kumuliert)	Mio. t		1,2	3,5	20,5
davon niedrig legiert	Mio. t		0,8	2,4	13,7
davon hoch legiert	Mio. t		0,4	1,2	6,8
Bezugsjahre	a		10	20	40
Jahresmittel des kumulierten Stahlbedarfs	Mio. t/a		0,1	0,2	0,5
Anteil des Jahresmittels an der deutschen Rohstahljahresproduktion von 2012	%		0,3	0,4	1,2

Bereits knapp die Hälfte einer einzigen deutschen Rohstahljahresproduktion von 42,7 Mio. t/a in 2012 (Wirtschaftsvereinigung Stahl 2013) würde demnach ausreichen, um den berechneten kumulierten Bedarf der Geothermie bis 2050 zu decken. Der Jahresmittelwert des ku-

mulierten Stahlbedarfs bis 2050 entspräche einem jährlichen Anteil von 1,2 % an der aktuellen Jahresproduktion. Eine Gegenüberstellung der deutschen Jahresproduktion hoch legierter Stähle mit dem hier abgeschätzten Bedarf ist nicht möglich, weil die Produktionsstatistik der deutschen Stahlindustrie unterschiedlichen Legierungsgrade nicht separat ausweist.

Der kumulierte Stahlbedarf der geothermischen Stromerzeugung ist nochmals niedriger als der in Kapitel 4.3 abgeleitete Wert für die Windkraft, weshalb auch hier die Schlussfolgerung gezogen werden kann, dass auch im Fall eines sehr hohen Ausbaus geothermischer Stromerzeugung unter ungünstigen Bedingungen (tiefe Bohrungen, stahlintensive Technologien) keine Knappheit hinsichtlich der Stahlbereitstellung zu erwarten sind.

Bedarf an Stahllegierungselementen

Die zuvor durchgeführte Abschätzung vermittelt bereits eine Vorstellung von der Größenordnung des Rohstahlbedarf der Geothermie und verdeutlicht, dass im Fall eines hohen Geothermie-Einsatzes diese Technologie zukünftig eine Nachfrage nach hochlegierten Stählen in Höhe von mehreren Millionen Tonnen verursachen könnte. Zentral für die Bewertung des Stahleinsatzes im Rahmen dieser Studie ist aber die Frage nach den Legierungsbestandteilen dieser Stähle. Es ist somit insbesondere zu prüfen, ob ein hoher Bedarf bestimmter Stahl-Legierungselemente eine Hürde für den Ausbau der Geothermie darstellen könnte.

Im Bereich geothermischer Kraftwerke ist die Berücksichtigung dieses Aspekts von besonderer Bedeutung, weil die im Betrieb der Anlagen vorherrschenden Umgebungsbedingungen besondere Anforderungen an die verwendeten Stähle stellen. Moss et al. (2013:22) stellen hierzu fest, dass die für Bohrlochauskleidungen verwendeten Stähle beispielsweise mit Chrom, Molybdän, Nickel oder Kupfer legiert sein können, um die Beständigkeit der Rohre sicherzustellen, die dauerhaft hohen Temperaturen sowie hohem Säure-, Salz- und Gasgehalt des zirkulierenden Thermalfluids ausgesetzt sind.

Eine genaue Bestimmung der jeweils erforderlichen Menge an Legierungselementen ist allerdings problematisch, weil die Werkstoffanforderungen von den am jeweiligen Kraftwerkstandort vorherrschenden Umweltbedingungen abhängig sind. Bäßler (2013) stellt hierzu fest, dass sich die zur (hydrothermalen) geothermischen Nutzung geeigneten Regionen in Deutschland hinsichtlich der Zusammensetzung der geförderten Fluide stark unterscheiden können: So weisen Fluide des Molassebeckens (Region München) in der Tiefe beispielsweise nahezu Trinkwasserqualität auf und beeinflussen die Beständigkeit der Werkstoffe nur durch geringe Konzentrationen an H_2S und CO_2 . Im Bereich des Oberrheingrabens liegt der Salzgehalt dagegen bedeutend höher, während H_2S nur eine untergeordnete Rolle spielt, aber auch hier in seismischen Zonen Korrosion verursachen kann. Auch im Norddeutschen Becken stellen sehr hohe Salzgehalte besondere Anforderungen an die Werkstoffeigenschaften, während hier hinsichtlich des H_2S -Gehalts keine Probleme für die geothermische Nutzung zu erwarten sind.

Diese unterschiedlichen Umgebungsbedingungen haben zur Folge, dass die zur geothermischen Stromerzeugung erforderlichen Stähle und Legierungen in hohem Maße standortabhängig sind und sich die Konkretisierung des Materialeinsatzes eines Ausbaus der Geothermie in Deutschland daher schwierig gestaltet. Zwar lassen gemäß Bäßler (2013) die geschilderten Bedingungen im Molassebecken eine ausreichende Beständigkeit von Kohlenstoff- oder Chrom-Stahl vermuten, während z. B. im Norddeutschen Becken eher Duplex-Stähle oder Nickel-Molybdän-Stähle zum Einsatz kommen würden. Jedoch ist auch innerhalb der

genannten Regionen teils mit einer hohen Varianz der Fluidzusammensetzung unterschiedlicher Bohrungen zu rechnen, welche die Wahl der geeignete Werkstoffe maßgeblich beeinflusst.

Um dennoch Aussagen zu einem möglichen Einsatz von Legierungselementen in geothermischen Anlagen treffen zu können, wurde in Moss et al. (2013) eine Abschätzung vorgenommen, welche Stahlsorten für die verschiedenen Komponenten von Geothermiekraftwerken zum Einsatz kommen könnten. Hierfür wurde in einem Interview mit dem Edelstahlverarbeiter Butting ermittelt, welche Stahlsorten das Unternehmen auf Grundlage der eigenen Verkaufszahlen als besonders geeignet für geothermische Anwendung einstuft. Auf der Grundlage des spezifischen Materialbedarfs der jeweiligen Komponenten nach Sullivan et al. (2010) und der chemischen Zusammensetzung der gewählten Stähle wurde so die in Tab. 4-4 dargestellte Abschätzung des spezifischen Bedarfs von EGS-Geothermiekraftwerken an unterschiedlichen Stahl-Legierungselementen erstellt.

Tab. 4-4 Spezifischer Bedarf an Stahl-Legierungselementen geothermischer EGS-Kraftwerke (50 MW_{el}, 25 Bohrungen, 5 km Bohrtiefe)

Element	Symbol	Materialbedarf
		kg/MW
Tantal	Ta	64
Nickel	Ni	120.155
Molybdän	Mo	7.209
Chrom	Cr	64.405
Niob	Nb	128
Titan	Ti	1.634
Kupfer	Cu	3.605
Mangan	Mn	4.325

Quelle: Moss et al. (2013)

Tab. 4-4 zeigt einen erheblichen Bedarf an verschiedenen Legierungselementen in der Größenordnung von mehreren Tonnen pro MW_{el}. Ein Ausbau im GW-Bereich könnte somit nach Moss et al. (2013) einen relevanten Bedarf an Rohstoffen wie Nickel, Niob oder Molybdän bedeuten, die hier als kritisch eingeschätzt werden.

Es ist allerdings fraglich, ob die zuvor beschriebenen Erkenntnisse als gesichert betrachtet werden können und sich für eine Hochrechnung der nachgefragten Mengen auf Szenarioebene eignen: Dem könnte zunächst die oben bereits erwähnte Standortabhängigkeit der Materialzusammensetzung entgegenstehen, welche die Aussagekraft einer pauschalen Hochrechnung beeinträchtigt. Darüber hinaus scheint auch eine Überprüfung der Annahmen und Berechnungen in Moss et al. (2013) zumindest aus folgenden Gründen erforderlich:

- Die Bestimmung der Elementmengen beruht nach Aussage der Autoren auf der Annahme, der Stahlbedarf würde sich zu jeweils einem Drittel aus den Werkstoffen Alloy 316L, 625 und 825 zusammensetzen (Werkstoffnummern 1.4404, 2.4856 und 2.4858). Hierbei handelt es sich um sehr hochwertige, stark korrosions- und säurebeständige Legierungen, die beispielsweise in der Offshoretechnik sowie der chemischen Industrie eingesetzt werden. Der Legierungsanteil der Werkstoffe 2.4856 und 2.4858 ist zudem so hoch, dass diese definitionsgemäß nicht mehr zu den Stählen gehören, sondern den

Nichteisen-Schwermetallen zuzuordnen sind (Wegst und Wegst 2013). Die tatsächliche Eignung bzw. Erforderlichkeit derart hoch legierter Materialien für die Geothermie ist nicht durch andere Quellen belegt.

- Eine eigene Überprüfung der Darstellungen in Tab. 4-4 kommt zu einem abweichenden Ergebnis mit teilweise deutlich anderen Materialmengen. Hierbei wurde die Annahme eines Drittmixes der drei zuvor genannten Werkstoffe mit den Angaben zur chemischen Zusammensetzung dieser Materialien in Wegst und Wegst (2013) und ThyssenKrupp (2003) verrechnet. Vor einer möglichen Hochrechnung des Materialbedarfs einer Referenzanlage ist also zumindest eine Validierung der Aussagen in Moss et al. (2013) erforderlich.
- Zu berücksichtigen ist zudem, dass die im Rahmen einer chemischen Analyse genannten Elementanteile nicht immer zwingend auch für den jeweiligen Einsatzzweck erforderlich sind. Stattdessen kann es sich bei bestimmten Elementen auch um Stör- oder Begleitstoffe handeln, die im verwendeten Werkstoff zwar enthalten, für dessen gewünschte Eigenschaften aber nicht maßgeblich sind. Hierauf weisen beispielsweise Wegst und Wegst (2013:6) hin: „Diese Elemente (Nb/Ta) kommen fast nur gemeinsam vor und sind sehr schwierig voneinander zu trennen, so dass sie üblicherweise zusammen verwendet werden.“ Vor einer weiteren Analyse des Bedarfs wäre hier eine eindeutige Differenzierung zwischen technisch erforderlichen Elementen und Begleitstoffen notwendig.

Aus den zuvor genannten Gründen wird eine Hochrechnung des Materialbedarfs der Geothermie zum gegenwärtigen Zeitpunkt als nicht richtungssicher eingeschätzt. Es erfolgt deshalb in Kapitel 9 dieses Berichts keine Abschätzung des kumulierten Bedarfs an Legierungselementen anhand von Ausbauszenarien der Geothermie.

Diese Entscheidung ist jedoch ausdrücklich nicht als wertende Einordnung des Materialbedarfs der geothermischen Stromerzeugung zu verstehen, sondern ist ausschließlich der schlechten Datenlage geschuldet. Tatsächlich hat das vorangegangene Kapitel gezeigt, dass eine zukünftig relevante Nachfrage der Geothermie nach bestimmten möglicherweise kritischen Legierungselementen zunächst nicht ausgeschlossen werden kann. Verschiedene Argumente sprechen dafür, die geothermische Stromerzeugung in Hinblick auf ihren zukünftigen Bedarf an Stahllegierungen (auch im Vergleich zur Windkraft) als „relevant“ einzuschätzen: Hierzu gehören der hohe spezifische Stahlbedarf tiefengeothermischer Anlagen sowie die schlechte Substituierbarkeit von Legierungen durch teilweise hohe technische Anforderungen an die verwendeten Werkstoffe.

In jedem Fall sollte deshalb die Analyse des zukünftigen Bedarfs der Geothermie an Legierungselementen mittelfristig aktualisiert werden, um auf Grundlage einer validen Datenbasis eine belastbare Einordnung der Geothermie in Hinblick auf ihren Bedarf an kritischen Rohstoffen vornehmen zu können. Bis dahin wird die Analyse der Geothermie hier nicht fortgesetzt.

4.3.3 Stromspeicher

4.3.3.1 Pumpspeicherkraftwerke

Für die Relevanzabschätzung des Materialeinsatzes in Pumpspeicherkraftwerken (PSW) wird davon ausgegangen, dass keine kritischen Materialien außer möglichen Stahllegierungselementen verwendet werden.

Für die hier angestellte Überschlagsrechnung wird angenommen, dass für den Turbinensatz und die Anbindung eines PSW die gleichen Stahlmengen genutzt werden wie für ein großes Laufwasserkraftwerk, zusätzlich werden Materialien für die Rohrleitungen zwischen Ober- und Unterbecken bilanziert. Die so erreichte Annäherung liefert keine exakte Aufstellung der tatsächlich in PSW verbauten Stahlmengen, sondern lediglich eine grobe Abschätzung.

Der Berechnung wird eine insgesamt in Deutschland installierte Pumpspeicherleistung (Kapazität) von 6.600 MW (37.700 GWh) zugrunde gelegt.

- Für den Turbinensatz, die elektrische Anbindung und die Uferbefestigung wird angenommen, dass die gleichen Materialien zum Einsatz kommen wie in einem großen Laufwasserkraftwerk. Dabei wird vernachlässigt, dass der Materialbedarf bei getrennten Pump- und Turbineneinheiten gegebenenfalls höher ist. Aus Rohn et al. (2010) kann hier für Laufwasserkraftwerke ein spezifischer Bedarf an legiertem und unlegiertem Stahl von 4,425 t/MW errechnet werden. Nimmt man in erster Näherung an, dass der Materialbedarf linear mit der Anlagenleistung zunimmt, ergibt sich für die Gesamtheit der deutschen PSW ein Stahlbedarf von 29.200 t für die oben genannten Komponenten.
- Die Rohrleitungen verbinden das Ober- und Unterbecken eines Pumpspeicherkraftwerkes. Für die Bestimmung des Materialbedarfs werden Angaben über das Walchenseekraftwerk genutzt (E.ON Wasserkraft 2010). Dies ist kein Pumpspeicher-, sondern lediglich ein Speicherwasserkraftwerk ohne Pumpeinheit. Die Rohrleitungen unterscheiden sich jedoch nicht von den in PSW eingesetzten. Das Kraftwerk erreicht eine Leistung von 124 MW. Dafür werden sechs Druckrohre mit einer Länge von jeweils 400 m genutzt. Der Rohrdurchmesser (innen) beträgt durchschnittlich zwei Meter, die Wandstärke durchschnittlich 20 mm. Damit ergibt sich ein Stahlvolumen von etwa 305 m³. Bei einer Dichte von 7,85 t/m³ ergibt dies für dieses Kraftwerk ca. 2.390 t Stahl.

Die Leistung des Kraftwerks ist proportional zur Fallhöhe und zum Volumenstrom des Wassers. Die Rohrlänge ist linear anhängig von der Fallhöhe, ein geringerer Volumenstrom kann durch weniger Rohrleitungen erreicht werden. Beide Faktoren sind linear, deswegen wird hier linear skaliert. Somit entspricht der spezifische Stahlbedarf 19,28 t/MW, woraus sich für eine Gesamtkraftwerksleistung von 6,6 GW ein Materialbedarf von etwa 127.270 t Stahl für die Rohrleitungen ergibt.

Insgesamt sind somit in allen deutschen PSW knapp unter 160.000 t legierter und unlegierter Stahl verbaut. Da die Potenziale für PSW als weitestgehend erschöpft gelten, geht keines der betrachteten Szenarien davon aus, dass ein massiver Zubau über die heute bereits installierten Anlagen hinaus stattfinden wird. Da die bereits verbauten Stahlmengen weit unter 1 % der deutschen Stahl-Jahresmittelproduktion von 2012 ausmachen (vergleiche Kapitel 4.3.1) und es sich zudem größtenteils um niedrig oder unlegierte Stähle handelt, wird der Bedarf an kritischen mineralischen Rohstoffen für diese Technologie als nicht relevant eingestuft.

4.3.3.2 Druckluftspeicherkraftwerke

Bei der Betrachtung von Druckluftspeicherkraftwerken (CAES) muss zwischen konventionellen CAES mit Erdgaszuführung und adiabaten CAES unterschieden werden.

Bislang wurden weltweit nur zwei *konventionelle* CAES-Großanlagen mit Erdgaszuführung erbaut. Die Anlage im norddeutschen Huntorf besteht bereits seit 1978, die im US-amerikanischen McIntosh ist seit 1991 in Betrieb (Neupert et al. 2009a). Seitdem wurde lediglich ein CAES-Projekt in den USA geplant, das jedoch nicht verwirklicht wurde (Haugen 2012). In den hier betrachteten Szenarien wird kein Ausbau konventioneller CAES angenommen. Nach eigener Einschätzung ist auch wegen der erforderlichen Erdgaszuführung und der geringen Wirkungsgrade in den nächsten Jahrzehnten nicht mit einem signifikanten Zubau zu rechnen. Darüber hinaus stellen die in einem solchen Speicher auftretenden Temperaturen und Drücke keine außergewöhnlichen Anforderungen an die Materialien, so dass an dieser Stelle angenommen wird, dass konventionelle CAES aus Sicht der Verfügbarkeit mineralischer Rohstoffe nicht kritisch sind.

Das neue Konzept der *adiabaten* Druckluftspeicherung (A-CAES) hingegen wird vielfach als zukunftssträftig angesehen. Bislang wurde jedoch noch keine solche Anlage realisiert. Die hohen Temperaturen (bis zu 600 °C) und gleichzeitig hohen Drücke (bis zu 100 bar) bei der Kompression in A-CAES stellen enorme Anforderungen an die eingesetzten Materialien. Die Materialauslegung ist deswegen eine der Kern-Forschungsaufgaben bei der Entwicklung von A-CAES (RWE Power 2010). Es ist zu erwarten, dass aufgrund der genannten Ansprüche verschiedene potentiell kritische Legierungselemente zum Einsatz kommen können. Bislang ist allerdings unklar, welche Elemente das sein könnten und in welchen Mengen sie eingesetzt werden. Doch selbst wenn A-CAES sich in der Stromspeicherung durchsetzen werden, wird voraussichtlich nur eine geringe Zahl von Anlagen installiert werden. Die Anlagen können mit verhältnismäßig geringem Materialeinsatz große Mengen Energie speichern, da die Speicherkapazität lediglich von der Größe der genutzten Kaverne abhängt. Die benötigte Stahlmenge ist voraussichtlich gering im Verhältnis zur Stahlproduktion (vergleiche Kapitel 4.3.1). Daher wird hier davon ausgegangen, dass auch A-CAES keine relevanten Mengen kritischer mineralischer Rohstoffe binden werden.

4.3.4 Stromnetze

Die Grobabschätzung des Stahlbedarfs in Kapitel 4.2 hat den Stromnetzen eine mittlere Relevanz beigemessen und somit Bedarf an einer näheren Betrachtung verwendeter Technologien identifiziert. Tab. 4-5 zeigt in diesem Zusammenhang den Bestand im deutschen Höchstspannungsnetz an Stahl und weiteren Materialien. Es wird dabei deutlich, dass sowohl in Erdkabeln als auch in Freileitungen, in besonderem Maße aber in den Freileitungsmasten, große Mengen Stahl gebunden sind.

Für Erneuerung und Ausbau des Netzes fällt zur Zeit jährlich allerdings nur ein zusätzlicher Anteil von 1,7 % des dargestellten Stahlbestandes an. Bei den Betonfundamenten ist diese Zahl noch geringer (unter 1 %), bei Aluminium liegt sie bei 2,5 %.

Der Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes wird in verschiedenen Studien unterschiedlich bewertet. Für die nächsten zehn Jahre werden Zahlen zwischen 3.600 Trassenkilometern (Dena 2010) und 500 Stromkreiskilometern (CONSENTEC und R2B 2010) genannt. Der aktuelle Entwurf des Netzentwicklungsplans (50Hertz Transmission et al. 2012) geht von

etwa 3.800 Trassenkilometern bis 2022 aus. Dieser Ausbau würde eine Vergrößerung des Bestandnetzes von 1 % (CONSENTEC und R2B 2010), 19 % (Dena 2010) oder 20 % (50Hertz Transmission et al. 2012) in den nächsten acht bzw. zehn Jahren ausmachen.

Tab. 4-5 Materialbestand im Höchstspannungsnetz in Deutschland

Technologie	Werkstoff	Materialbestand
		1.000 t
Kabel	Kupfer	104
	Isolieröl/Haftmasse	15
	PVC	15
	PE	15
	Stahlrohr	31
	Blei	31
	Sand	2.448
	Freileitungen	Aluminium
	Stahl	226
Freileitungsmasten	Stahl-Fachwerk	1.650
Fundament	Beton	11.550

Quelle: Rohn et al. (2010)

Der Ausbau des Höchstspannungsnetzes wird höchstwahrscheinlich sowohl in der klassischen 380-kV-Drehstromtechnologie als auch als Punkt-zu-Punkt HGÜ-Leitung stattfinden. Für die 380-kV-Drehstromfreileitungen werden vor allem Aluminium, Zink und Stahl für Seile und Masten verwendet. Der Stahl ist meist niedrig oder gar nicht legiert (Jäniche und Verein deutscher Eisenhüttenleute 1985), die Drehstromfreileitungen werden aus diesem Grund als prinzipiell unkritisch angesehen. Dies gilt auch für HGÜ-Freileitungen, deren Materialbedarf weitgehend mit dem der Drehstromfreileitungen übereinstimmt.

Der Bedarf an Stahl und Legierungselementen des zukünftigen Stromnetzausbaus wird daher insgesamt als unkritisch angesehen.

Auch eine Untersuchung der Stromnetztechnologien in Hinblick auf weitere kritische Materialien im folgenden Kapitel 5 scheint nicht erforderlich zu sein: Hierauf deutet bereits das Materialinventar in Tab. 4-5 hin. Einzig in den Kopfstationen von HGÜ-Leitungen sind darüber hinaus weitere Materialien im Einsatz, die im Rahmen dieser Studie von Interesse sein könnten. Bei einer HGÜ-Umrichterstation wird Leistungselektronik eingesetzt, die hauptsächlich aus Silizium besteht. Wegen der guten Stromleitfähigkeit werden aber wenige Mikrometer dicke Beschichtungen auf Bauteilen auch aus Silber aufgetragen. Zusätzlich kann in einer solchen Beschichtung auch Nickel verwendet werden. Da diese Beschichtungen mit einem extrem geringen Materialeinsatz auskommen und die Umrichterstationen nur in geringer Anzahl gebaut werden, wird auch die HGÜ-Technologie als unkritisch hinsichtlich mineralischer Rohstoffe eingeschätzt.

4.4 Fazit

Die Abschätzung hat gezeigt, dass ein Großteil der einbezogenen Technologien hinsichtlich ihres Bedarfs an Stahllegierungselementen als nicht relevant einzuschätzen ist. Dies gilt für Windkraftanlagen, Pumpspeicherwerke, adiabate Druckluftspeicher und Stromnetze.

Eine Ausnahme stellt einzig die geothermische Stromerzeugung dar, für die im Fall eines starken Zubaus ein relevanter Bedarf an verschiedenen Legierungselementen zumindest nicht ausgeschlossen werden kann. Für eine richtungssichere Hochrechnung dieses Bedarfs ist die Datenbasis aus heutiger Perspektive allerdings noch nicht ausreichend. Hier besteht daher weiterer Forschungsbedarf.

Stahllegierungen sind somit – aus unterschiedlichen Gründen – nicht Gegenstand der Hochrechnung und Kritikalitätsanalyse ab Kapitel 9.

5 Grobanalyse von Technologien der Relevanzstufe 2 („eventuell-relevant“)

Die in diesem Kapitel betrachteten Technologien wurden in Kapitel 2.4 der Relevanzstufe 2 „eventuell-relevant“ zugeordnet. Dies bedeutet, dass eine erhöhte Nachfrage dieser Technologien nach kritischen mineralischen Rohstoffen zwar weniger wahrscheinlich ist als bei den Technologien der Stufe 1 „relevant“, aber nicht von vornherein ausgeschlossen werden kann. Auch die „eventuell-relevanten“ Technologien werden daher einem Screening unterzogen. Neben Legierungselementen, die für alle Technologien (Stufe 1 und 2) gemeinsam bereits in Kapitel 4 analysiert wurden, hat die Grobanalyse auch auf den Einsatz weiterer kritischer mineralischer Rohstoffe hingewiesen. Dies betrifft insbesondere die folgenden Technologien, die im Rahmen dieses Screenings untersucht werden:

- Solarthermische Kraftwerke
- Speicher (Batterien, Wasserstoff)

Die Ergebnisse des Screenings werden abschließend zusammengefasst. Der identifizierte spezifische Bedarf an potenziell kritischen Materialien wird in Kapitel 9 auf einen kumulierten Bedarf über den Betrachtungszeitraum hochgerechnet.

5.1 Solarthermische Kraftwerke

Die Grobabschätzung für solarthermische Kraftwerke (CSP) ergab thermisches Salz und Silber als potenziell kritische Bestandteile. Thermisches Salz als Mischung von KNO_3 und NaNO_3 („solar salt“) wird für die Hochtemperatur-Salzschnmelzen-Speicher („molten salt storage“) verwendet. Diese Speicher werden benötigt, da die Speicherfähigkeit von solarthermischer Wärme (und damit indirekt von solarthermischem Strom) einen wichtigen Vorteil von CSP gegenüber PV und Windkraft darstellt (siehe Kapitel 3.4.2). Silber wird für die Beschichtung der Spiegel eingesetzt.

Diese Materialien werden auch in einer Technologieabschätzung für die „Material Roadmap“ des europäischen Strategic Energy Technology (SET) Plan als mögliche kritischen Stoffe genannt (Heller et al. 2011), ohne allerdings genauere Mengenabschätzungen anzugeben. Im Wesentlichen werden dort nur generelle Ziele und Herausforderungen der Materialforschung im Bereich CSP behandelt. Zusätzlich wird noch Kupfer und Cerium (zur Reinigung der Spiegel während des Silberbeschichtungsprozesses) erwähnt, die allerdings nach der Metaanalyse aus Kapitel 2.4 nicht als kritisch eingestuft werden. Im Folgenden werden daher thermisches Salz und Silber einer Grobanalyse entlang von Ausbauszenarien von CSP bis zum Jahr 2050 unterzogen.

5.1.1 Thermisches Salz

Thermische Salze sind eine Mischung aus KNO_3 (Kaliumnitrat, auch Salpeter oder Kalisalpeter), NaNO_3 (Natriumnitrat, auch Chilesalpeter) und $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ (Calciumnitrat, auch Mauersalpeter oder Kalksalpeter). Je nach Anwendung werden unterschiedliche Zusammensetzungen genannt (Heller et al. 2011; Viebahn et al. 2008). Für die folgende Abschätzung wird das thermische Salz verwendet, das in den Andasol-Kraftwerken in Spanien eingesetzt ist (40 % KNO_3 und 60 % NaNO_3) (Herrmann et al. 2004). Andere Mischungsverhältnisse, z. B. mit geringerem Anteil von KNO_3 , sind auch möglich, würden aber eine veränderte Erstarrungs-

temperatur sowie eine etwas geringere Wärmekapazität (Vermögen der Salzmischung, Wärme zu speichern) ergeben (Schmitz 2013).

Von den genannten Salzen wird im Folgenden nur KNO_3 weiter betrachtet, da dieses ebenfalls als mineralischer Dünger in der Landwirtschaft genutzt wird. In diesem Kapitel wird daher der Verbrauch an KNO_3 durch solarthermische Kraftwerke, die für den Import von CSP-Strom nach Deutschland errichtet werden könnten, dem Düngerverbrauch in Deutschland gegenüber gestellt wird. Tab. 5-1 zeigt den Inlandsabsatz von stickstoff-, phosphat-, kali- und kalkhaltigen Düngemitteln in Deutschland. Relevant für den Vergleich mit thermischem Salz ist der Absatz an Stickstoffdünger, zu dem auch KNO_3 zählt.

Tab. 5-1 Absatz mineralischer Düngemittelsorten in den Wirtschaftsjahren 2007/2008 bis 2011/2012 in Deutschland

Jahr	Stickstoffdünger		Anteil an Gesamt	Kalidünger	Phosphatdünger	Kalkdünger	Gesamt
	Differenz Vorjahr	kt					
	kt	kt	%	kt	kt	kt	kt
2007/2008	1.807,2		37	511,3	316,7	2.199,1	4.834,3
2008/2009	1.550,6	- 257	37	179,2	174,3	2.236,8	4.140,9
2009/2010	1.569,0	19	37	362,8	235,2	2.074,9	4.241,9
2010/2011	1.786,5	217	37	433,7	286,3	2.276,4	4.782,9
2011/2012	1.640,4	146	35	386,4	247,0	2.397,7	4.671,5
2012/2013	1.648,8	8	34	421,0	284,2	2.538,7	4.892,7

Als *Stickstoffdünger* wird meist Ammoniumnitrat, Ammoniumsulfat und Kaliumnitrat verwendet. *Kalidünger* dagegen bezeichnet Kalichlorid oder Kalisulfat.

Quelle: nach Statistisches Bundesamt (2013; UBA (2010a))

Ermittlung des zukünftigen Verbrauchs an thermischem Salz durch CSP-Kraftwerke

Zur Berechnung des Verbrauchs an thermischem Salz wird eine Worst-case-Abschätzung durchgeführt, indem das in der „Systemstrategie 2“ abgebildete Maximalszenario für einen möglichen Import von CSP-Strom nach Deutschland verwendet wird (siehe Kapitel 3.4.2). Danach würden 100 % des benötigten Importstroms als CSP-Strom aus Nordafrika eingeführt, was 177 TWh im Jahr 2050 entspräche. Folgende Grundannahmen werden zur Berechnung der benötigten Menge an thermischem Salz getroffen:

- Bei den im Szenario laut BMU (2012) angenommenen 6.400 Volllaststunden würde die angenommene Importstrom-Menge einer Kraftwerksleistung von 27,7 GW im Jahr 2050 entsprechen. Der Import nach Deutschland wird in BMU (2012) erst ab 2030 erwartet, so dass der Aufbau dieser Kapazität nach und nach in den Jahren 2030 – 2050 erfolgen würde. Daraus ergibt sich eine durchschnittliche Zubaurate von 1,39 GW/a, was einem jährlichen Zubau von 553 Kraftwerken des Andasol-Typs (50 MW) entspräche. Es wird dabei angenommen, dass dies auch den Gesamtzubau abbildet, bis 2050 also noch kein Kraftwerk ersetzt werden muss. Die Abschätzung wird am Beispiel von Parabolrinnen durchgeführt, da hier mehr Erfahrungen mit thermischen Speichern vorliegen und wegen der niedrigeren Temperaturspreizung mehr Salz als bei Solarturmkraftwerken benötigt wird.

- Zur Abschätzung der benötigten thermischen Speicher wird das Konzept des „Solar Multiple“ (SM) zu Hilfe genommen. Das „Solar Multiple“ bezeichnet das Vielfache derjenigen Solarfeldgröße, die zur Erreichung der elektrischen Anlagen-Nennleistung unter Normbedingungen erforderlich ist. Kraftwerke mit SM=1 stellen den Standardfall ohne thermischen Speicher dar. Es wird ein Solarfeld konzipiert, mit dem die ausgelegte elektrische Leistung erreicht werden kann (in der Regel mit sechs Volllaststunden pro Tag). Wird ein weiteres Solarfeld hinzugenommen (SM=2), wird doppelt soviel Wärmeleistung erzeugt, als zeitgleich in Strom umgewandelt werden kann. Diese Wärme wird in thermische Speicher geleitet, mehrere Stunden gespeichert und erst später zur Stromerzeugung genutzt. Analog werden bei SM = 3 und 4 jeweils ein weiteres Solarfeld zusammen mit einer höheren Speicherkapazität vorgehalten. Nach Trieb et al. (2012) können 6.400 Jahresvolllaststunden an sehr guten Standorten (z. B. Ost-Ägypten und einer Direkt-Normal-Strahlung (DNI) von rund 2.700 kWh/m²/a) mit 12-Stunden-Speichern (SM=3) sowie an weniger guten Standorten (z. B. Süd-Spanien und einer DNI von rund 2.200 kWh/m²/a) mit 18-Stunden Speichern (SM=4) erreicht werden. Für die hier durchgeführte Überschlagsrechnung wird ein Mix aus beiden Standorten und einer Speicherdauer von 15 Stunden angesetzt.
- Mit der ausgewählten Speicherdauer von 15 h und der zu installierenden Kraftwerksleistung von 27,7 GW_{el} ergibt sich bei Berücksichtigung eines (zukünftigen) Turbinen-Wirkungsgrades von 35 % (Viebahn et al. 2008) eine thermische Speicherkapazität von insgesamt 1.185 GWh_{th} (bzw. umgerechnet 2,14 GWh_{th} auf ein Kraftwerk des Andasol-Typs bezogen).

Die oben angegebene klassische Mischung des thermischen Salzes hat im hier interessierenden Temperaturbereich eine spezifische Wärmekapazität von $C = 1,52 \text{ kJ}/(\text{kg}\cdot\text{K})$ (Schmitz 2013). Während die derzeitigen CSP-Kraftwerke vom Andasol-Typ das Salz von 296 °C im kalten Tank auf 392 °C im heißen Tank erhitzen (Temperaturspreizung von 96 K), können zukünftige Kraftwerke mit einer größeren Spreizung von 200 K betrieben werden (300 °C im kalten Tank und 500 °C im heißen Tank). Für diese hohen Temperaturen werden allerdings Kraftwerke benötigt, die mit Dampf (DSG, direct stream generation) oder mit einer Salzschnmelze als Fluid (Wärmetransportflüssigkeit) arbeiten. Obwohl sie sich derzeit noch im Entwicklungsstadium befinden, werden sie ab 2025 als Ersatz für die zur Zeit mit Thermoöl betriebenen Kraftwerke angesehen (Schmitz 2013; Viebahn et al. 2008), so dass dieser Temperaturbereich verwendet wird. Nach Schmitz (2013) wurde für die Salzschnmelze als Fluid eine wirtschaftlich optimale Speicherdauer von 14 h ermittelt, so dass die hier verwendete Speicherdauer von 15 h keine großen Unterschiede in der Rechnung verursachen dürfte.

Unter Berücksichtigung der benötigten thermischen Speicherkapazität von 1.185 GWh_{th} und der spezifischen Wärmekapazität des Salzes ergibt sich somit ein Salzbedarf in Höhe von 14,03 Mt. Da das interessierende Kaliumnitrat nur 40 % der Mischung beträgt, entsteht ein Bedarf von 5,61 Mt KNO₃. Unter der Annahme, dass der Zubau der Kraftwerkskapazität über 20 Jahre mit jährlich der gleichen Menge erfolgen würde, ergibt sich ein jährlicher Bedarf von 281 kt KNO₃. In diese Berechnung ist implizit mit eingegangen, dass der Salzbedarf annähernd linear skaliert werden kann. Der Grund liegt darin, dass eine maximale Speichermenge angenommen wird, nach deren Überschreiten ein weiterer Doppeltank eingesetzt werden

müsste (Gathmann und Scholz 2012). Je größer ein Kraftwerk ausgelegt wird, um so mehr Doppeltanks werden benötigt.

Schlussfolgerung

Der jährliche (indirekte) Bedarf an Kaliumnitrat in Höhe von 281 kt, der sich ab dem Jahr 2030 im maximalen Fall durch den deutschen Bedarf an CSP-Strom ergeben könnte, beträgt etwa 16 – 18 % des bisherigen Jahresverbrauchs von Stickstoffdünger und 6 % des gesamten mineralischen Düngers in Deutschland (Tab. 5-1). Da er zudem im Schwankungsbereich des jährlichen Absatzes liegt, wird davon ausgegangen, dass ein zusätzlicher Verbrauch in dieser Größenordnung keine Probleme bereiten wird.

Zur Einschätzung des aufgezeigten Verbrauchs sollten allerdings folgende Aspekte mit beachtet werden:

- Es ist einerseits nicht damit zu rechnen, dass eine solch hohe Menge an Importstrom nur durch CSP-Kraftwerke abgedeckt werden wird. Dies zeigt z. B. ein weiteres der in Kapitel 3 analysierten Szenarien: Innerhalb des Szenarios „2011A“ (BMU 2012) wird einerseits mit 61,9 TWh/a eine erheblich geringere Menge an Importstrom angenommen, zudem wird hier nur zu 68 % auf CSP-Strom gesetzt. Eine analoge Rechnung ergibt für dieses Szenario einen jährlichen Bedarf von nur 67 kt KNO_3 .
- Zudem sind auch andere Speicherkonzepte in Entwicklung. Während Phasenwechselmaterialien (PCM, phase change materials) eine erheblich geringere Menge an thermischem Salz benötigen, kämen Betonspeicher ganz ohne Salzlösung aus.
- Andererseits betrachtet die hier aufgestellte Rechnung nur den deutschen Verbrauch von Salzen für CSP-Kraftwerke, während auch andere europäische Länder je nach Energieszenario CSP-Strom importieren könnten. Die europäische CSP-Industrie kann sich bspw. alleine bis 2030 eine installierte Leistung von 60 GW an CSP-Kraftwerken in Europa vorstellen (Heller et al. 2011). Schon der erste Boom von CSP-Kraftwerken mit Salzspeicher hat laut demnach einen Preisanstieg der Salze verursacht, da der Markt unter wenigen Herstellern aufgeteilt ist.
- Zudem sollte beachtet werden, dass der spezifische Verbrauch an Mineraldünger in Deutschland dank präziserer Düngung immer weiter gesunken ist. Andere Länder weisen dagegen einen zunehmenden Bedarf auf, um ihre Grundbedürfnisse an Nahrung befriedigen zu können.

5.1.2 Silber

Analyse vorhandener Lebenszyklusstudien

Um einen hohen Reflexionsgrad der Parabolspiegel zu gewährleisten, werden häufig Silberbeschichtungen eingesetzt. Tab. 5-2 zeigt eine Übersicht von Studien und Lebenszyklusanalysen zu CSP-Anlagen, von denen vier Studien Silberverbräuche angeben (Angerer et al. 2009; Heller et al. 2011; Moss et al. 2011; Viebahn 2004).

Tab. 5-2 Analyisierte Lebenszyklusstudien von Solarthermieanlagen und ausgewiesene kritische mineralische Rohstoffe

Quelle	Art der Analyse	Mögliche kritische Rohstoffe in Studie ausgewiesen	Materialinventar
Parabolrinnenkraftwerk			
(Burkhardt et al. 2011)	(Hybrid) Ökobilanz	Nein	ja
(Samus 2010)	Materialintensitätsanalyse	Nein	ja
(Viebahn et al. 2008)	Ökobilanz/Roadmap	Nein	ja
(Viebahn 2004)	Ökobilanz	Ja (Ag)	ja
(Caballero 2012)	Ökobilanz	Nein	ja
(Angerer et al. 2009)	Studie	Ja (Ag)	nein
Fresnelkollektorkraftwerk			
(Samus 2010)	Materialintensitätsanalyse	Nein	ja
(Viebahn et al. 2008)	Ökobilanz/Roadmap	Nein	ja
(Viebahn 2004)	Ökobilanz	Ja (Ag)	ja
(Angerer et al. 2009)	Studie	Ja (Ag)	nein
Solarturm			
(Samus 2010)	Materialintensitätsanalyse	Nein	ja
(Viebahn et al. 2008)	Ökobilanz/Roadmap	Nein	ja
(Winterbach 2011)	Ökobilanz Heliostat	Nein	ja
(Caballero 2012)	Ökobilanz	Nein	ja
(Angerer et al. 2009)	Studie	Ja (Ag)	nein
(Weinrebe 2000)	Ökobilanz	Nein	ja
Nicht spezifiziert			
(Burkhardt et al. 2012)	Metaanalyse von Ökobilanzen zu Solarturm und Parabolrinne	Nein	nein
(Moss et al. 2011)	Studie/Roadmap	Ja (Ag)	nein
(Heller et al. 2011)	Studie/Roadmap	Ja (Ag, Ce, Cu)	nein

Aus diesen vier Studien werden im Folgenden Mittelwerte für den Verbrauch von Silber abgeleitet (Tab. 5-3). Die auf die Spiegelfläche bezogenen Verbräuche schwanken zwischen 0,7 und 1,6 g/m², was an der unterschiedlichen Konstruktion insbesondere von Parabol- und Flachspiegeln liegen dürfte. Der Spiegelhersteller Flabeg selbst gibt einen Silbergehalt von 0,7 – 1 g/m² für seine Spiegel an. Auf die Leistung bezogen ergeben sich Werte zwischen 3,6 und 13,9 kg/MW. Dabei ist zu beachten, dass dies nur für Kraftwerke ohne thermischen Speicher gilt. Bei einem Solar Multiple größer 1 werden entsprechend mehr Solarfelder benötigt (siehe Kapitel 5.1.1), so dass sich – bei gleichbleibender Leistung – der spezifische Silbergehalt vervielfacht.

Tab. 5-3 Silbereinsatz in solarthermischen Kraftwerken

Anlagentyp	Verbrauch		Apertur	Leistung	Speicher	Quelle
	kg/MW	kg/m ²	m ²	MW	h	
Parabolrinnen-Kraftwerk						
	6,7	-	-	-	nein	(Moss et al. 2011)
	6,3	0,00105	300.000	50	nein	(Moss et al. 2011)
	5,15 ^a	0,001	412.020	80	nein	(Angerer et al. 2009)
	3,61 ^b	0,0007				(Viebahn 2004)
	5,53					Verwendeter Wert als Mittelwert aus Zeilen 1, 2, 4
Fresnelkollektor-Kraftwerk						
	8,7 ^c	0,001				(Angerer et al. 2009)
	13,88	0,0016	696.000	80	nein	(Viebahn 2004)
	13,88					Verwendeter Wert: Zeile 2
Solarturm						
	7,57	0,001	151.400	20	1	(Angerer et al. 2009)
	4,93	0,001 ^d	397.000	80,6	nein	(Winterbach 2011)
	6,25					Verwendeter Wert als Mittelwert aus Zeilen 1 und 2

Fett markiert: Aus den genannten Studien abgeleitete Werte.

^a In der genannten Quelle ist hier fälschlicherweise ein Wert von 3,75 kg/MW angegeben. Da die Studie zudem die Werte aus Viebahn (2004) verwendet, aber rundet, wird statt diesem Ergebnis das Ergebnis der Originalstudie verwendet.

^b (Angerer et al. 2009) haben die Werte aus Viebahn (2004) übernommen, aber durch Rundung zu niedrige bzw. zu hohe Verbräuche pro MW berechnet.

^c In der genannten Quelle ist hier fälschlicherweise ein Wert von 13,75 kg/MW angegeben.

^d Hier den oberen Wert der von Flabeg genannten Spanne verwendet.

Ermittlung des zukünftigen Verbrauchs an Silber durch CSP-Kraftwerke

Generell kann der Einsatz von Silber durch die alternative Verwendung von Aluminium vermieden werden. Spiegel aus eloxiertem Aluminium werden z. B. von der Firma Alanod hergestellt, während die Firma Flabeg ausschließlich silberbeschichtete Spiegel einsetzt (Angerer et al. 2009). Da keine Informationen über den Marktanteil von Silberspiegeln und ihren zukünftigen Einsatz vorliegen, wird im Folgenden eine Worst-case-Abschätzung durchgeführt:

- Einerseits wird angenommen, dass alle zukünftigen Anlagen mit Silberspiegeln ausgestattet werden.
- Da Verbrauchswerte zukünftiger Anlagen in keiner der erwähnten Studien verfügbar sind, werden andererseits die in Tab. 5-3 für den Ist-Zustand errechneten spezifischen Verbräuche unverändert für zukünftige Zeiträume angesetzt. Sie können jedoch als obere Grenze angesehen werden, da durch zunehmende Effizienz der Kraftwerke der Materialverbrauch generell abnehmen wird.

Folgende Grundannahmen werden zur Berechnung der benötigten Menge an Silber getroffen:

- Es wird dasselbe Zubauszenario wie bei der Salzabschätzung in Kapitel 5.1.1 verwendet, so dass von einem jährlichen Zubau von 1,385 GW im Zeitraum zwischen 2030 und 2050 ausgegangen wird. Dieser summiert sich auf 27,7 GW installierte Leistung in Jahr 2050.
- Ebenso wird ein Mix aus sehr guten und weniger guten Standorten und einer Speicherdauer von 15 Stunden angesetzt, was einem Solar Multiple von 3,5 entspricht. Daher werden pro Kraftwerk 3,5 Solarfelder benötigt, so dass die in Tab. 5-3 angegebenen Werte, die sich auf nur ein Solarfeld beziehen, entsprechend vervielfacht werden müssen. Es ergeben sich daher folgende Verbrauchswerte:
 - Parabolrinnen-Kraftwerk: $3,61 \text{ kg/MW} * 3,5 = 12,6 \text{ kg/MW}$
 - Fresnelkollektor $13,88 \text{ kg/MW} * 3,5 = 48,6 \text{ kg/MW}$
 - Solarturm $6,25 \text{ kg/MW} * 3,5 = 21,9 \text{ kg/MW}$
- Für zukünftige Zeiträume wird von einem Mix von 40 % Parabolrinnen-Kraftwerken, 40 % Fresnelkollektor-Kraftwerken und 20 % Solartürmen ausgegangen („optimistisch-realistisches“ Szenario der NEEDS-Studie (Viebahn et al. 2008)).

Unter Berücksichtigung dieser Annahmen ergibt sich für das Maximalszenario ein Gesamtbedarf an Silber von 800 t, was bei einem gleichmäßigen Zubau einem jährlichen Bedarf von 40 t zwischen 2030 und 2050 entspricht (Tab. 5-4).

Tab. 5-4 Maximalabschätzung des Silberbedarfs für den Import solarthermischen Stroms nach Deutschland

Anlagentyp	Verbrauch		Anteil im Mix	Gesamtleistung 2050	Jährlicher Zubau zwischen 2030/2050	Verbrauch
	ohne Speicher	mit 15 h-Speicher (SM=3,5)				
	kg/MW		%	GW	MW	t/a
Parabolrinne	3,61	12,6	40	11,1	554	6,98
Fresnelkollektor	13,88	48,6	40	11,1	554	26,92
Solarturm	6,25	21,9	20	5,5	277	6,07
Summe			100	27,7	1.385	40

Schlussfolgerung

Der jährliche (indirekte) Bedarf an Silber in Höhe von 40 t, der sich ab dem Jahr 2030 im maximalen Fall durch den deutschen Bedarf an CSP-Strom ergeben könnte, beträgt 0,12 % der weltweiten Silberproduktion im Jahr 2012, die bei 32.604 t lag (The Silver Institute und Thomson Reuters GFMS 2013). Geht man von einem durchschnittlichen Anteil von 1 % der Weltproduktion aus, den Deutschland nach einem Budgetansatz nutzen könnte (siehe Kapitel 10.1), entspräche dies 12 % des in Deutschland möglichen Verbrauchs.

Zur Einschätzung des aufgezeigten Verbrauchs sollten allerdings folgende Aspekte mit beachtet werden:

- Es ist nicht damit zu rechnen, dass eine solch hohe Menge an Importstrom nur durch CSP-Kraftwerke abgedeckt werden wird. Betrachtet man das auch bei der Salzabschätzung zum Vergleich herangezogene Szenario „2011A“, würden nur etwa 24 % der oben berechneten Mengen benötigt (9,5 t/a).
- Wie oben angemerkt, stünde mit eloxiertem Aluminium eine Alternative zu Silber zur Verfügung. Zudem dürfte durch technische Verbesserungen (unter anderem Wirkungsgrade, Reflexionsrate) der spezifische Silberverbrauch abnehmen.
- Es ist damit zu rechnen, dass bei einem massiven Zubau von CSP-Kraftwerken die Rezyklierfähigkeit der Anlagenkomponenten in den Vordergrund rückt (Heller et al. 2011). Aufgrund der langen Lebensdauer beträfe dies noch nicht den oben skizzierten Zubau, so dass sich die benötigte Menge an Silber bis zum Jahr 2050 nicht verringern würde. Ein nachfolgender Ersatz oder weiterer Zubau könnte jedoch mit recyceltem Silber erfolgen.

5.2 Stromspeicher

5.2.1 Batterien

Der Oberbegriff „Batterien“ bezeichnet eine große Bandbreite an elektrochemischen Energiespeichern. Gemeinsam ist ihnen, dass sie elektrische Energie in Form von chemischer Energie speichern und diese kontrolliert wieder abgeben können. Es gibt zahlreiche verschiedene Batterietypen, die mit unterschiedlichen Materialkombinationen arbeiten (z. B. Blei-Säure, Nickel-Cadmium oder Natrium-Schwefel) und für unterschiedliche Anwendungen eingesetzt werden (stationäre, mobile oder portable Energiespeicherung). Im Rahmen dieser Untersuchung können aufgrund dieser Breite nicht alle Batterietypen differenziert betrachtet werden. Da im Fokus dieses Projektes die Energieversorgung steht, werden hier nur großtechnische Batterien für den stationären Einsatz betrachtet. Die Batterien können als Teil der Elektrizitätsinfrastruktur betrachtet werden und werden primär für diesen Zweck installiert, anders als z. B. Batterien in elektrischen Fahrzeugen oder portablen Geräten, die primär anderen Einsatzzwecken dienen.

Innerhalb der stationären Batterien kommt wiederum eine Vielfalt an Batterietechnologien in Frage. Hier werden stellvertretend dafür zwei Technologien betrachtet, denen aktuell großes Potenzial zugesprochen wird, die sich aber auch grundsätzlich unterscheiden: Lithium-Ionen-Batterien, die eine hohe Energiedichte aufweisen und somit kompakte Bauweisen ermöglichen, und Redox-Flow-Batterien, die zwar eine geringere Energiedichte haben, dafür aber längere Speicherdauern ermöglichen.

- *Lithium-Ionen-Batterien* nutzen *Lithium* in einer der Elektroden sowie im Elektrolyt. Lithium ist ein elektrochemisch sehr aktives Material und ermöglicht deswegen, Batterien mit hoher Energiedichte herzustellen (Neupert et al. 2009a). Für eine Kilowattstunde Speicherkapazität sind nach Angerer et al. (2009) 0,12 kg Lithium notwendig. Je nach Anwendungsfeld können unterschiedliche Elektrodenbeschichtungen genutzt werden. Für stationäre Anwendungen wird sich voraussichtlich das unkritische Mangan gegenüber dem kritischen Kobalt durchsetzen, da es zwar zu einem höheren spezifischen Gewicht

der Batterie führt, jedoch auch höhere Ladeströme zulässt. Somit müssen für stationäre Lithium-Ionen-Batterien an dieser Stelle keine weiteren Rohstoffe außer Lithium bilanziert werden.

- Der wesentliche Vorteil von *Redox-Flow-Batterien* liegt darin, dass die Redoxflüssigkeiten in externen Tanks gelagert werden, die beliebig skaliert werden können. Dadurch kann die Speicherkapazität günstig erhöht werden, ohne dass die (kostenintensive) Leistungseinheit vergrößert werden muss. Sie sind somit insbesondere für längere Speicherdauern (bis zu einem Tag) geeignet. Redox-Flow-Batterien können mit verschiedenen Elektrolyten betrieben werden. Die etablierteste Technologie ist die Vanadium-Redox-Batterie, bei der Vanadium in beiden Halbzellen genutzt wird (sogenannte V-V-Batterien). Daneben gibt es die Möglichkeit, in einer Halbzelle Brom und Bromid als Redoxpaar zu nutzen. Diese Vanadium-Bromid-Batterie hat eine höhere Energie- und Leistungsdichte als das V-V-System, befindet sich zur Zeit aber noch in der Entwicklung. Auch Vanadium-freie Konzepte mit beispielsweise Bromid/Tribromid und Polysulfid/Sulfid als Redoxpaare sind möglich, bisher aber selten umgesetzt. (Neupert et al. 2009a) Ein wesentlicher Nachteil der anderen Systeme gegenüber der V-V-Batterie ist, dass die unterschiedlichen Elektrolyte durch die Membran diffundieren können und somit verunreinigt werden. Bei V-V-Batterien, die in beiden Halbzellen mit dem gleichen Medium arbeiten, stellt das kein Problem dar. Deswegen können diese leichter auf große Speicherkapazitäten und Leistungen skaliert werden und haben sehr hohe Lebensdauern. Auch organische Elektrolyt-Materialien befinden sich aktuell in der Entwicklung. Hier ist der Stand der Forschung allerdings noch nicht weit genug fortgeschritten, um derartige Systeme hier in Betracht ziehen zu können.

Wegen der genannten Vorteile wird die V-V-Batterie für die weiteren Betrachtungen herangezogen. Verschiedene Literaturangaben quantifizieren den Bedarf an elementarem Vanadium für V-V-Batterien auf Werte zwischen 2,92 kg/kWh (Angerer et al. 2009) und 3,36 kg/kWh (Jossen 2007). Hier wird der Mittelwert von 3,14 kg/kWh angenommen. Da in den anderen erwähnten Batterietypen mit Brom noch Schwefel zwei nicht als kritisch eingeschätzte Elemente verwendet werden, stellt die V-V-Batterie im Sinne einer worst-case Abschätzung die voraussichtlich kritischste Variante dar.

Da somit potenziell kritische Materialien für den Batterieeinsatz identifiziert wurden, ist es notwendig zu bestimmen, welche Materialmengen in einem möglichen zukünftigen Energiesystem benötigt werden. Die für die Hochrechnung in Kapitel 9.3 benötigten spezifischen Werte sind zusammengefasst in Tab. 5-5 dargestellt.

Tab. 5-5 Bedarfe potenziell kritischer Materialien in Batterien

Technologie	Rohstoff	Spezifischer Bedarf
		kg/kWh
Lithium-Ionen-Batterie	Lithium	0,12
Redox-Flow-Batterie	Vanadium	3,14

5.2.2 Wasserstoff (Elektrolyse, Speicherung, Nutzung in Brennstoffzellen)

Auf längerfristige Sicht (Zeithorizont ab 2030) wird die saisonale Speicherung von Energie relevant werden. Dann sind Speicher notwendig, die nicht nur über einige Stunden oder Ta-

ge, sondern auch über Wochen und Monate hinweg Strom aufnehmen und abgeben können. Dann wird insbesondere *Wasserstoff* eine wichtige Rolle einnehmen. Wasserstoff kann durch die Elektrolyse von Wasser erzeugt werden und ist dann vielfältig nutzbar. Er kann zunächst in Tanks oder in Kavernen eingespeichert, auf verschiedenen Wegen transportiert oder auch ins Erdgasnetz eingespeist werden und schließlich entweder in Brennstoffzellen (BZ) genutzt werden und Strom und Wärme zur Verfügung stellen, in BZ-Fahrzeugen als Kraftstoff oder in der chemischen Industrie als Grundstoff genutzt werden, oder zu Methan weiterverarbeitet werden, um dann in allen Anwendungen, die mit Erdgas funktionieren, nutzbar zu sein. Auch die direkte Verstromung von Wasserstoff in Gasturbinen ist möglich.

Da es nicht möglich ist, dieses Spektrum an Verwendungsmöglichkeiten und der Vielzahl von Technologien, die bei jeder dieser Optionen zur Verfügung stehen, in der Breite darzustellen, wird für diese Studie *ein exemplarischer Wasserstoffpfad* angenommen. Dieser Pfad soll auf der einen Seite aus heutiger Sicht realistische Technologieentscheidungen beinhalten, dabei aber auch eine Abschätzung der maximal zu erwarteten Mengen an kritischen Materialien liefern. Deswegen wird, wenn mehrere Technologieoptionen denkbar sind, stets diejenige betrachtet, die den schätzungsweise höheren Bedarf an kritischen Rohstoffen hat („worst case“).

Für die Gewinnung von Wasserstoff wird die alkalische Elektrolyse angenommen. Der so produzierte Wasserstoff wird anschließend in Tanks oder Kavernen gespeichert, bei denen nicht vom Einsatz kritischer Materialien ausgegangen wird. Der Einsatz erfolgt sodann teilweise in stationären Festoxid-Brennstoffzellen (SOFC) zur Kraft-Wärme-Kopplung und teilweise in Fahrzeugen mit PEM-Brennstoffzellen. Die Nutzung im Verkehr wird dabei nicht in die Berechnung des Rohstoffaufwandes einbezogen, da sie außerhalb des Betrachtungshorizontes liegt (siehe Kapitel 3.4.1). Der restliche Wasserstoff wird der Annahme entsprechend entweder dem Erdgas zugesetzt oder in anderen Sektoren wie der chemischen Industrie genutzt. Diese Nutzungsweisen gehen in diese Betrachtung nicht ein, da sie keinen zusätzlichen Materialbedarf im Energiesektor verursachen. Die Methanisierung wird aus den in Kapitel 3.4.1 beschriebenen Gründen ebenfalls nicht betrachtet.

Somit werden an dieser Stelle die Bedarfe an möglicherweise kritischen Materialien für die alkalische Elektrolyse und die Wasserstoffnutzung in SOFC-Brennstoffzellen betrachtet.

In der *alkalischen Elektrolyse* wird *Nickel* für die Elektroden und die Stromverteiler benötigt. Materialanalysen, durchgeführt in Pehnt (2001) und Gerboni et al. (2008), beziffern den Nickelbedarf auf etwa 0,02 g pro produzierter Kilowattstunde Wasserstoff. Um aus dieser Angabe die im Elektrolyseur benötigte Nickelmenge pro elektrischer Leistung zu berechnen, werden hier (vereinfachende) Angaben aus Gerboni et al. (2008) genutzt: 15 Jahre Lebensdauer, 47.250 kg H₂ pro Jahr. Der Nickelbedarf berechnet sich damit zu 1,6 kg/kW. Dieser Wert beinhaltet jedoch keinen Ersatz der Elektroden, so dass der tatsächliche Bedarf wahrscheinlich etwas höher liegt. Eine andere Quelle (Weindorf 2008) gibt den Nickelbedarf ohne weitere Begründung mit 2,5 kg/kW_{el} an. Basierend auf diesen beiden Werten wird der Nickelbedarf von alkalischen Elektrolyseuren auf 2 kg/kW_{el} geschätzt.

Außer Nickel zählt auch *Kalium* zu den potenziell kritischen Materialien, die für die alkalische Elektrolyse benötigt werden. Es wird in Form von 20-40 prozentiger Kaliumhydroxidlösung als Elektrolyt verwendet. Staffell und Ingram (2010) geben den Kaliumbedarf mit 0,42 kg/kW_{el} an.

Die *SOFC-Brennstoffzellen*, die zur Rückverstromung genutzt werden, können mit verschiedenen Materialien arbeiten. Aufgrund der höheren Kritikalität wird hier im Sinne einer Worst-Case-Abschätzung angenommen, dass nicht Scandium, sondern *Yttrium* in den SOFC eingesetzt wird. Der Bedarf an Yttrium für die Dotierung der Anode wird mit 0,057 kg/kW_{el} quantifiziert, für die Kathode wird *Lanthan* eingesetzt, wobei 2,5 kg/kW_{el} benötigt werden (Primas 2007). Außerdem wird *Nickel* verwendet. Dabei wird der größte Anteil des Nickels für den Reformier veranschlagt, der benötigt wird, um den Wasserstoff aus Erdgas nutzbar zu machen. Da die hier betrachteten Brennstoffzellen jedoch direkt mit Wasserstoff betrieben werden, ist kein Reformier notwendig. Die Menge des im Brennstoffzellenstack selbst benötigten Nickels liegt unter 1 g/kW_{el} und ist damit sehr gering. Da eine Berücksichtigung dieser geringen Menge eine Genauigkeit suggerieren würde, die an dieser Stelle nicht möglich ist, wird darauf verzichtet, den Nickelbedarf in SOFC zu quantifizieren.

Somit ergeben sich die in Tab. 5-6 dargestellten spezifischen Bedarfe an potenziell kritischen Materialien.

Tab. 5-6 Bedarfe potenziell kritischer Materialien für den gewählten Wasserstoffpfad

Technologie	Rohstoff	Spezifischer Bedarf
		kg/kW
Alkalische Elektrolyse	Nickel	2
	Kalium	0,42
Festoxid-Brennstoffzelle	Lanthan	2,5
	Yttrium	0,057

5.3 Fazit

Gegenstand der Grobanalyse waren *solarthermische Kraftwerke* sowie *chemische Speicher* in Form von Batterie- und Wasserstoffspeichern, wobei nur der Materialbedarf der chemischen Speicher als relevant identifiziert wurde und daher im weiteren Verlauf der Studie näher betrachtet wird.

Die Analyse der solarthermischen Kraftwerke hat gezeigt, dass eine Nachfrage nach thermischen Salzen und Silber in Höhe der vorgenommenen Maximalabschätzung einerseits unwahrscheinlich ist und andererseits ein zusätzlicher Verbrauch auch in Höhe der ermittelten Größenordnung als unkritisch bezeichnet werden kann.

Die Betrachtung der Speichertechnologien kommt dagegen zu dem Schluss, dass die chemische Speicherung von Strom eine Nachfrage nach verschiedenen kritischen Rohstoffen in vermutlich relevanter Größenordnung auslösen kann. Zu diesen Materialien gehören Lithium und Vanadium für Batteriespeicher sowie Nickel, Kalium, Lanthan und Yttrium für den Wasserstoffpfad.

Sowohl die Batteriespeicher (Lithium-Ionen und Redox-Flow) als auch der Wasserstoffspeicherpfad werden daher im weiteren Verlauf dieser Studie zu den im Sinne der Projektziele „relevanten“ Technologien gezählt, so dass drei Technologien in den folgenden Kapiteln detaillierter betrachtet werden:

- Photovoltaik
- Windkraft
- Batteriespeicher und Wasserstoffspeicherpfad

Abweichend vom Umgang mit Windenergie und Photovoltaik, für die in Kapitel 9 eine differenzierte Hochrechnung des Materialbedarfs entlang verschiedener Szenariopfade und Roadmaps erfolgt, wird der Bedarf an Rohstoffen für Batteriespeicher und den Wasserstoffspeicherpfad jedoch nur anhand einer groben Maximalabschätzung ermittelt. Dies lässt sich damit begründen, dass die in Kapitel 3 analysierten Langfrist-Energieszenarien keine Aussagen zum Ausbau von Energiespeichern treffen. Die kumulierten Verbräuche können daher nicht entlang von Szenarien hochgerechnet werden. Stattdessen wird die in Kapitel 3.4.1 beschriebene Systemstrategie 1 („Besonders hoher Ausbau von Windkraft- und PV-Anlagen“) genutzt, die mit einem hohen Speicherbedarf einhergeht. Die kumulierten Verbräuche werden in Kapitel 9.3 berechnet.

6 Analyse von Technologien der Relevanzstufe 1 („relevant“) und Entwicklung von Szenarien und Roadmaps

Schwerpunkt dieses Kapitels ist die Herleitung und Beschreibung möglicher „Roadmaps“ für die Entwicklung der Stromerzeugung in Photovoltaik (PV)- und Windkraftanlagen (WEA) in Deutschland bis 2050. Diese beiden Technologien haben sich in der Bewertung in Kapitel 2.4 als „relevante“ und damit möglicherweise „kritische“ Technologien herauskristallisiert.

Zu berücksichtigen ist, dass die Entwicklung der Roadmaps auf einem Szenarioansatz basiert: Dabei wird als *Szenario* in diesem Zusammenhang die Skizzierung eines möglichen zukünftigen Marktumfeldes in Form z. B. technischer, rechtlicher oder ökonomischer Rahmenbedingungen für die jeweilige Technologie verstanden. Die *Roadmap* stellt dann die möglichen quantitativen Marktentwicklungen in Zehn-Jahres-Schritten dar, die sich in diesem Umfeld einstellen könnten. Sie definiert dabei den prozentualen Anteil verschiedener Technologievarianten an der jährlich neu installierten elektrischen Leistung.

Die Roadmaps stellen demnach zwar konsistente Sets eines möglichen zukünftigen PV- bzw. WEA-Marktes dar – im Gegensatz zu Prognosen treffen sie aber keinerlei Aussagen über die Wahrscheinlichkeit des tatsächlichen Eintretens einer bestimmten zukünftigen Marktkonstellation.

Die Daten der Roadmaps werden mit den Technologie-Ausbaupfaden aus Kapitel 3.3.2 und den spezifischen Materialintensitäten der verschiedenen Technologietypen aus Kapitel 7 kombiniert. Ziel ist es, den kumulierten Materialbedarf sowie die Verwendung kritischer Rohstoffe des Ausbaus der als „relevant“ eingeschätzten Technologien in Deutschland bis 2050 zu bestimmen.

6.1 Photovoltaik

In diesem Kapitel werden mögliche Entwicklungspfade des deutschen Photovoltaik-Marktes hergeleitet. Hierzu folgt auf eine Darstellung der gegenwärtigen Situation ein Ausblick auf zukünftige Technologieentwicklungen. Auf dieser Grundlage werden schließlich in einer Langfrist-Betrachtung bis 2050 die Roadmaps möglicher Marktanteile der zugebauten Leistung verschiedener Technologien zur Stromerzeugung mittels Photovoltaik skizziert.

6.1.1 Stand der Technologieentwicklung und Einsatz in Deutschland

Als Ausgangspunkt für die Ableitung möglicher zukünftiger Marktentwicklungen der Photovoltaik in Deutschland wird zunächst beschrieben, welche Zellkonzepte aktuell in Deutschland genutzt werden. Hierauf aufbauend werden die Marktanteile der verschiedenen Zelltypen im Zeitraum 2010-2012 dargestellt.

6.1.1.1 Klassifizierung heutiger Photovoltaikanlagen

Photovoltaik-Anlagen können zunächst hinsichtlich der Installationsart bzw. des Segments in Aufdachanlagen, Freiflächenanlagen sowie gebäudeintegrierte Indach- und Fassadenanlagen (Building-integrated Photovoltaic, BIPV) unterteilt werden. Aufdachanlagen werden zudem in diesem Bericht nach Größenklassen in kleine, mittelgroße und große Anlagen unterschieden – eine entsprechende Zuordnung wird in Tab. 6-1 vorgenommen. Für

verschiedene Installationsarten bietet sich auch die Verwendung unterschiedlicher Zelltypen an. Die heutigen Anteile der Installationsarten sowie Annahmen zu ihrer zukünftigen Entwicklung bilden daher in dieser Studie den Ausgangspunkt für die Ableitung von Roadmaps zu künftiger PV-Marktanteile.

Tab. 6-1 Unterteilung von Aufdach-PV-Anlagen nach Größenklassen

Bezeichnung im Bericht	Größenklasse	Anwendungsbeispiel
	kW_p	
Kleine Aufdach-PV	0-10	Ein- und Zweifamilienhäuser
Mittlere Aufdach-PV	>10-100	Mehrfamilienhäuser, öffentliche Gebäude, Landwirtschaft
Große Aufdach-PV	>100	Große und sehr große Gewerbe-objekte

Quelle: BSW (2011)

Ziel der vorliegenden Studie ist es, den Bedarf an Rohstoffen des langfristigen PV-Ausbaus zu identifizieren und dessen Implikationen zu bestimmen. Hierfür ist es notwendig, die verwendeten PV-Technologien in Klassen mit vergleichbarem Rohstoffeinsatz zu unterteilen. Weil Art und Menge der eingesetzten Rohstoffe hauptsächlich vom Modul- bzw. Zellentyp abhängig sind, erfolgt zunächst eine Klassifizierung derzeit marktgängiger Zellen, wobei sich die am Markt verfügbaren Produkte grob in Module aus kristallinen und Dünnschicht-Zellen unterteilen lassen.

Für *kristalline Module* erfolgt die weitere Differenzierung üblicherweise anhand der Kristallausrichtung der verwendeten Zellen: Während monokristalline Solarzellen (mc-Si) aus einkristallinen Siliziumscheiben hergestellt werden, haben polykristalline Solarzellen (c-Si) nicht überall die gleiche Kristallorientierung. Der aufwändigere Herstellungsprozess macht monokristalline Solarzellen teurer, aber auch effizienter. Mono- und polykristalline Zellen bestehen überwiegend aus nahezu unbegrenzt verfügbarem reinem Silizium und enthalten somit (abgesehen von geringen Mengen Silber in den Kontakten) keine kritischen Rohstoffe (siehe auch Kapitel 8.2 zur Zusammensetzung kristalliner Module). Selbst die Dotierung der Zellen, bei der einzelne Fremdatome in die Gitterstruktur des Siliziums eingefügt werden, erfolgt üblicherweise mit den hier als unkritisch bewerteten Elementen Bor und Phosphor. Der Ersatz von Bor durch Gallium ist prinzipiell möglich, die auf diesem Weg in die Zelle eingebrachte Gallium-Menge ist aber vernachlässigbar gering. Aus diesen Gründen werden in den Photovoltaik-Roadmaps in diesem Kapitel nur Marktanteile der gesamten kristallinen PV ausgewiesen. Eine weitere Unterteilung in mono- und polykristalline Zellen findet nicht statt.

Auch *Dünnschichtmodule* können nach ihren Absorberschichten, die je nach Typ kritische Materialien enthalten können, weiter unterteilt werden (zum Schichtaufbau von Dünnschicht-Solarzellen vergleiche Abb. 6-1): Unterschieden werden nach dem heutigen Stand der Technologieentwicklung Absorber aus amorphem Silizium (a-Si) und mikromorphem Silizium (μ -Si), Cadmium-Tellur (CdTe), Kupfer-Indium-Disulfid (CIS) und das verwandte Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS) sowie Gallium-Arsenid-Germanium (GaAs-Ge) für Stapelzellen. Letztere werden aufgrund guter Wirkungsgrade, aber hoher Materialkosten und des Einsatzes toxischer Substanzen nur in Spezialanwendungen wie z. B. der Raumfahrt eingesetzt. Für die weitere Betrachtung der Energieproduktion in Deutschland spielen sie keine Rolle und werden deshalb im Folgenden nicht weiter berücksichtigt. Weitere Zelltypen wie etwa organische Zellen (OSC) oder Dünnschichtzellen aus Kesteriten (CZTS) haben derzeit keine

nennenswerten Anteile auf dem globalen oder deutschen Markt. Ihr möglicher zukünftiger Einsatz wird in Kapitel 6.1.2.1 diskutiert.

Amorphe Si-Zellen können auch als Mehrfachzellen konstruiert sein: Diese verfügen über mehrere Absorberschichten, die eine unterschiedliche spektrale Empfindlichkeit aufweisen. Dies kann durch eine unterschiedliche Kristallstruktur (amorph/mikromorph) oder auch durch Dotierung mit verschiedenen Halbleitern (z. B. Gallium oder Germanium) erreicht werden. Wie bereits oben im Zusammenhang mit kristallinen Zellen beschrieben, sind Dotierungselemente auf Grund der äußerst geringen benötigten Menge für den Rohstoffbedarf der Zellen aber faktisch irrelevant. Es erfolgt daher auch keine separate Aufschlüsselung der Marktanteile von Mehrfachzellen. Diese sind stattdessen in den Angaben zu Marktanteilen der a-Si und μ -Si-Zellen bereits enthalten.

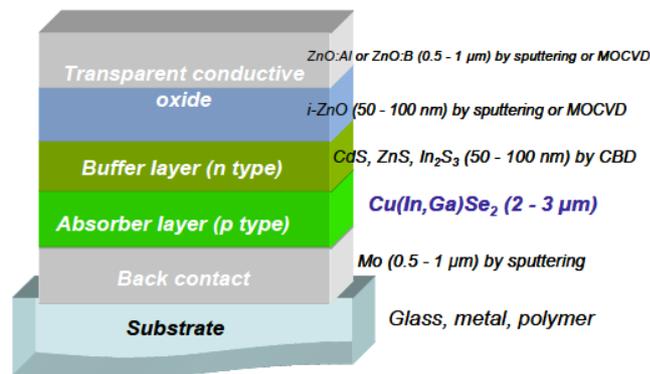


Abb. 6-1 Aufbau einer CIGS-Zelle

Quelle: Rigby et al. (2011)

Neben den Absorberschichten sind auch leitfähige Substrate und Puffer-Schichten (p-n-Heteroübergang) für den Bedarf an kritischen Rohstoffen relevant: Das marktgängige Material für transparente elektrisch leitfähige Oxide (transparent conductive oxide, TCO) in Dünnschichtzellen ist Indiumzinnoxid (ITO). Zwar gibt es unkritische bzw. weniger kritische Alternativen wie Carbon-Nanotubes oder fluor-dotiertes bzw. reines Zinnoxid, jedoch bieten sie derzeit noch schlechtere Materialeigenschaften (Fraunhofer ISE 2012).

Zusammenfassend werden demnach die in Tab. 6-2 aufgeführten PV-Zelltechnologien bei der Beschreibung des heutigen PV-Marktes in Deutschland sowie in den Analysen der nachfolgenden Kapitel berücksichtigt.

Tab. 6-2 Klassifikation in dieser Studie berücksichtigter Photovoltaik-Zelltypen

Zellkategorie	Zelltyp	Kurzbezeichnung
Dickschicht- bzw. kristalline Zellen	Monokristallines Silizium	mc-Si
	Polykristallines Silizium	c-Si
Dünnschicht-Zellen	Cadmium-Tellur	CdTe
	Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid	CIGS
	Amorphes und mikromorphes Silizium, inklusive Mehrfachzellen (Tandem und Triple)	a-Si und μ -Si

6.1.1.2 Heutige Marktanteile verschiedener PV-Klassen

Die Analyse der heutigen Marktsituation der PV in Deutschland beruht auf PSE (2013) und umfasst eine Auswertung der Marktanteile der verschiedenen Technologien und Installationsarten nach jeweils neu installierter Leistung im Zeitraum 2010 bis 2012. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die erforderlichen statistischen Daten für die vorgenommene Auswertung nicht vollständig für Deutschland verfügbar waren. Teilweise wurden deshalb durch PSE eigene Expertenschätzungen und Extrapolationen vorgenommen (z. B. auf Grundlage der Technologieanteile der weltweit ausgebrachten Modulleistung). Eine Übersicht der Ergebnisse nach PSE (2013), die im Folgenden erläutert werden, zeigt Tab. 6-3 am Kapitelenende.

Bei den Angaben zu Installationsarten wird unterschieden zwischen Aufdachanlagen verschiedener Größenklassen, Freiflächenanlagen und gebäudeintegrierten Anlagen. Diese Ergebnisse sind für die Ableitung zukünftiger Marktanteile relevant, weil etwa Dünnschichtzellen in der Vergangenheit insbesondere für Freiflächen- und große Aufdachanlagen genutzt wurden (vergleiche Kapitel 6.1.3.3).

Die aktuelle Segmentierung des Marktes stellt sich wie folgt dar: Im Jahr 2012 lag der Anteil der Aufdachanlagen an der neu installierten Leistung von insgesamt rund 7,6 GW_p bei 59 %. Weitere 40 % entfielen auf Freiflächenanlagen, während gebäudeintegrierte Anlagen einen Marktanteil von nur 1 % aufwiesen (PSE 2013). Die Daten des betrachteten Dreijahreszeitraums zeigen dabei eine auffällige Steigerung der Anteile von Freiflächenanlagen gegenüber der Aufdach-Photovoltaik, auf die noch im Jahr 2010 84 % des Zubaus entfielen (siehe Abb. 6-2).

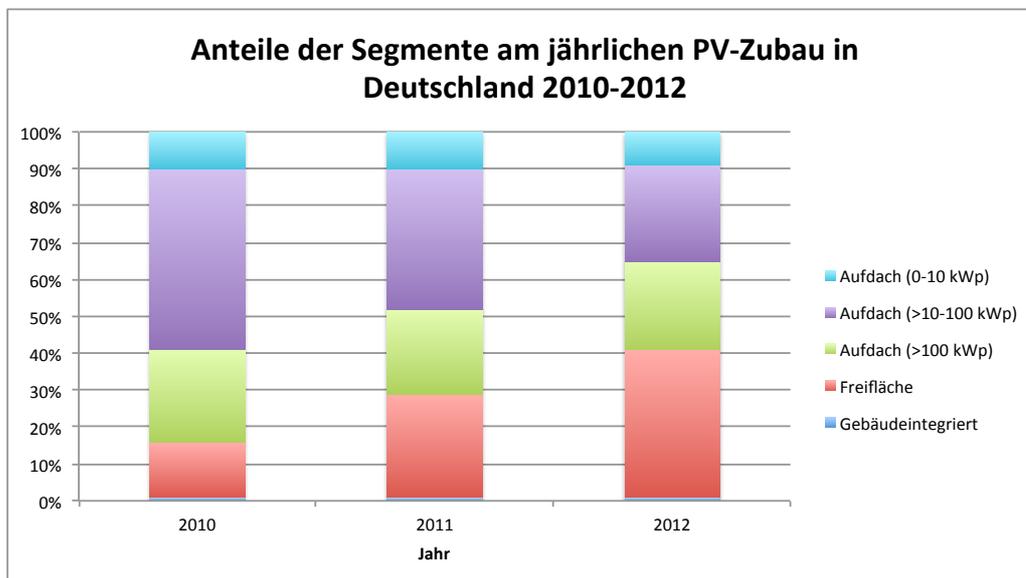


Abb. 6-2 Anteile der Segmente am jährlichen Photovoltaik-Zubau in Deutschland 2010-2012

Quelle: eigene Abbildung nach PSE (2013)

Betrachtet man die verschiedenen Größenklassen innerhalb des Aufdach-Segments, so ist auch dort eine dynamische Entwicklung des Marktes im Zeitraum 2010-2012 erkennbar: Während der Anteil der kleinen Anlagen an der insgesamt neu installierten Aufdach-Leistung von 12 auf 15 % nur moderat gestiegen ist, haben insbesondere mittelgroße Anlagen (von 58 auf 44 %) Marktanteile an die große Aufdach-PV verloren, welche ihren Anteil am Auf-

dach-Zubau von 30 auf 41 % steigern konnte. Diese Entwicklung lässt vermuten, dass sich die mehrfachen leistungsabhängigen Absenkungen der Einspeisevergütung im Betrachtungszeitraum unterschiedlich groß auf die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Anlagengrößen ausgewirkt haben.

Neben der Segmentierung des PV-Marktes nach Installationsarten haben sich auch die Anteile der verwendeten Zelltechnologien im Betrachtungszeitraum erheblich verändert. Hervorzuheben ist, dass die Dünnschicht-PV bis 2012 in Deutschland fast jegliche Marktbedeutung zu Gunsten von kristallinen Zellen verloren hat – ihr Anteil an den insgesamt neu installierten Zellen fiel von 9 % in 2010 auf 3 % in 2012 (siehe Abb. 6-3). Ihren Ausdruck fand diese Krise des deutschen Dünnschicht-Markts insbesondere in 2011 und 2012 in verschiedenen Insolvenzen, Firmenübernahmen und Werkschließungen deutscher Hersteller bzw. Standorte. Hiervon betroffen waren unter anderem die Dünnschicht-Hersteller Solon, Q-Cells, First Solar sowie die PV-Sparte von Bosch (vergleiche Koch (2013)).

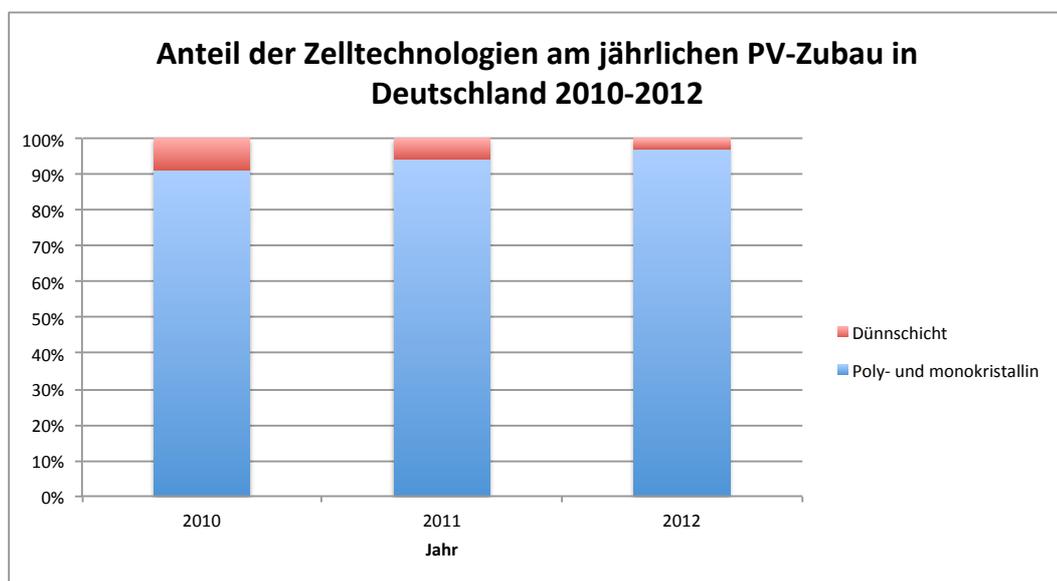


Abb. 6-3 Anteil der Zelltechnologien am jährlichen Photovoltaik-Zubau 2010-2012

Quelle: eigene Abbildung nach PSE (2013)

Insbesondere Freiflächen- sowie mittlere und große Aufdachanlagen wiesen noch im Jahr 2010 einen relevanten Dünnschicht-Marktanteil von 11 % (Freifläche) bzw. 9 % (Aufdach) auf. Allerdings sind auch in diesen Segmenten die Anteile bis 2012 jeweils auf etwa 3 % gesunken.

Betrachtet man die Aufteilung des Dünnschicht-Zubaus auf Zelltechnologien in Abb. 6-4, so ist ein erheblicher Bedeutungsverlust von CdTe-Zellen zu Gunsten von CIGS und a-Si erkennbar. Die CIGS-Anteile am gesamten Dünnschicht-Zubau haben sich seit 2010 sogar verdoppelt. Angesichts des Bedeutungsverlusts der Dünnschicht-PV insgesamt bedeutet dies für CIGS-Zellen aber nur, dass hier der absolute Zubau im Vergleich zu anderen Dünnschicht-Technologien weniger stark eingebrochen ist. Dies wird in Kapitel 6.1.3 im Szenario „Dünnschicht-Renaissance“ als Indiz für eine zukünftig weiter steigende Bedeutung von CIGS-Zellen gewertet.

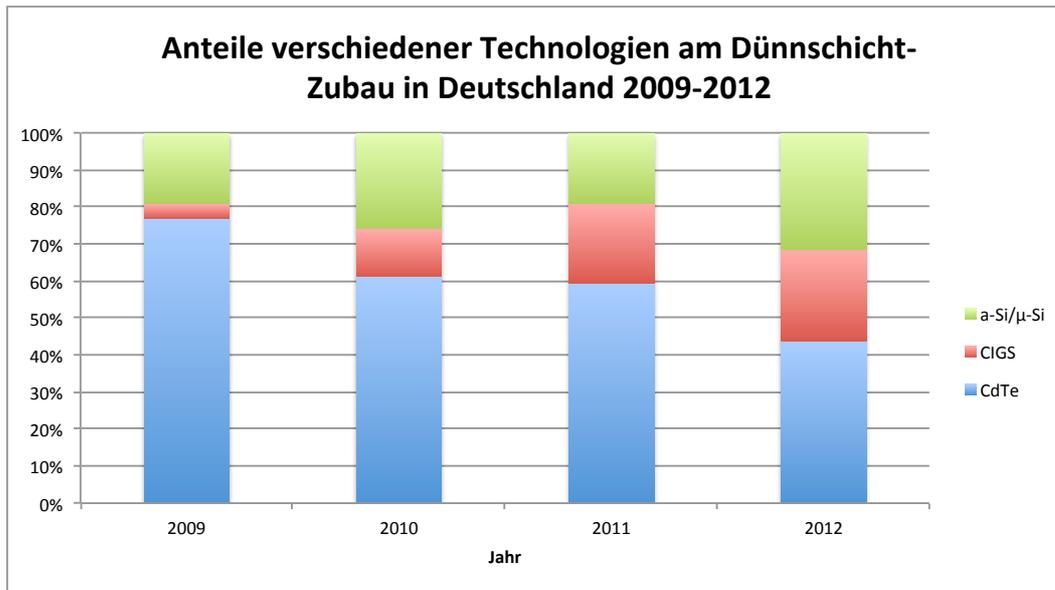


Abb. 6-4 Anteil verschiedener Technologien am Dünnschicht-Zubau 2009-2012

Quelle: eigene Abbildung nach Luther (2010:11) für das Jahr 2009 sowie PSE (2013) für die Jahre 2010-2012

Abgesehen von der Entwicklung der Dünnschicht-PV liefert die Auswertung der Marktdaten in PSE (2013) auch Ergebnisse zur kristallinen PV: Das Verhältnis von poly- zu monokristallinen Zellen ist im Betrachtungszeitraum annähernd konstant – mit geringfügig höheren Anteilen der polykristallinen Zellen.

Tab. 6-3 zeigt zusammenfassend eine Übersicht der zuvor beschriebenen Marktsituation der PV im Zeitraum von 2010 bis 2012 unter Berücksichtigung von Marktanteilen der verschiedenen Segmente und Technologien.

Tab. 6-3 Marktanteile der PV-Technologien bei Neuinstallationen nach Segmenten 2010-2012

PV-Technologien bei Neuinstallation nach Segmenten	2010	2011	2012
	%		
Neu installierte Leistung aller Anlagentypen	100	100	100
davon Aufdach	84	71	59
davon kristallin	92	95	97
davon Dünnschicht	8	5	3
davon CdTe	58	56	40
davon CIGS	14	24	27
davon a-Si/ μ -Si	28	21	34
davon 0-10 kW _p	12	14	15
davon kristallin	97	98	98
davon Dünnschicht	3	2	2
davon CdTe	0	0	0
davon CIGS	33	53	44
davon a-Si/ μ -Si	67	47	56
davon >10-100 kW _p	58	54	44
davon kristallin	91	94	97
davon Dünnschicht	9	6	3
davon CdTe	61	59	44
davon CIGS	13	22	25
davon a-Si/ μ -Si	26	19	31
davon >100 kW _p	30	32	41
davon kristallin	91	94	97
davon Dünnschicht	9	6	3
davon CdTe	61	59	44
davon CIGS	13	22	25
davon a-Si/ μ -Si	26	19	31
davon Freifläche	15	28	40
davon kristallin	89	94	97
davon Dünnschicht	11	6	3
davon CdTe	83	76	60
davon CIGS	6	13	18
davon a-Si/ μ -Si	11	11	22
davon gebäudeintegriert (BIPV)	1	1	1
davon kristallin	75	75	75
davon Dünnschicht	25	25	25
davon CdTe	0	0	0
davon CIGS	33	53	44
davon a-Si/ μ -Si	67	47	56

Quelle: PSE (2013)

Für den gesamten Zubau 2010-2012 ergeben sich – ohne Differenzierung nach Segmenten – hieraus die in Tab. 6-4 nochmals zusammengefassten Marktanteile der PV-Technologien.

Tab. 6-4 Marktanteile der PV-Technologien am gesamten Zubau 2010-2012

	2010	2011	2012
	%		
Neu installierte Leistung aller Anlagentypen	100	100	100
davon kristallin	91	94	97
davon Dünnschicht	9	6	3
davon CdTe	61	59	44
davon CIGS	13	22	25
davon a-Si/ μ -Si	26	19	31

Quelle: PSE (2013)

6.1.2 Abschätzung einer möglichen Technologieentwicklung für 2025 und 2050

Ergänzend zu den bereits beschriebenen etablierten PV-Technologien werden in diesem Kapitel mögliche zukünftige Innovationen und Weiterentwicklungen beschrieben.

6.1.2.1 Neue Zellkonzepte

Zukünftig sind neben den zuvor bereits erläuterten Absorbieren beispielsweise *indiumfreie und galliumfreie* Absorber-Materialsysteme auf $\text{Cu}_2\text{ZnSnS}_4$ (CZTS) sowie $\text{Cu}_2\text{ZnSnSe}_4$ (CZTSe) Basis (siehe Abb. 6-5) denkbar, die zu den *Kesteriten* zählen. Derzeit sind sie Gegenstand der Forschung und erreichen Laborwirkungsgrade von 7-10 % (BINE 2011). Rigby et al. (2011:30) gehen davon aus, dass der größte Teil der heutigen Forschung in neue Materialsysteme auf CZTS entfällt. Innerhalb weniger Jahre wurden hier im Labormaßstab deutliche Verbesserungen der erzielten Wirkungsgrade erreicht.

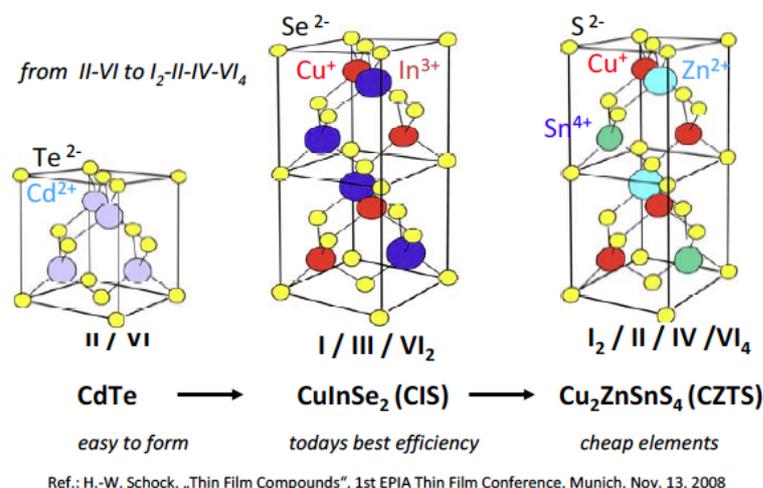


Abb. 6-5 Dünnschicht-Materialsysteme

Quelle: Rigby et al. (2011)

Rigby et al. (2011:22) weisen auch darauf hin, dass neue Materialsysteme wie CZTS zukünftig erforderlich sein werden, um Herausforderungen der Materialverfügbarkeit (z. B. Indium und Gallium) bewältigen zu können, denen die CIGS-Technologie zukünftig gegenüberstehen wird (siehe auch die Schlussfolgerungen dieser Studie in Kapitel 12.2.3).

Auch *organische Zellen*, darunter Farbstoffzellen, sind Gegenstand der Forschung, haben aber ebenfalls noch nicht den Weg in die Praxis gefunden. Rigby et al. (2011) nennen die niedrigen Wirkungsgrade sowie die extrem kurze Lebensdauer von nur etwa drei Jahren als wesentliche Nachteile der Technologie. Die potenziell niedrigen Produktionskosten und ihre hohe Flexibilität könnten in Zukunft jedoch zu vermehrtem Einsatz in der Gebäudeintegration führen. Voraussetzung sind organische Materialien, die höhere Wirkungsgrade und eine bessere Lebensdauer insbesondere unter direkter Sonneneinstrahlung als derzeitige Zellen ermöglichen (z. B. durch eine Tandem-Zellstruktur). Bis dahin sollte auch das derzeit teilweise für TCOs organischer Zellen eingesetzte *Indium* durch weniger kritische Materialien substituiert sein.

Organische bzw. Farbstoffsolarzellen werden in den Roadmaps nicht berücksichtigt, weil nicht davon ausgegangen wird, dass sie zukünftig nennenswerte Marktanteile erreichen. Ihr potenzieller Einsatz in der gebäudeintegrierten PV ist für die Roadmaps von nachrangiger Bedeutung, da diesem Installationssegment auch zukünftig nur geringe Anteile am gesamten Zubau zugeschrieben werden. CZTS-Zellen werden in den Roadmaps ebenfalls nicht separat ausgewiesen. Sie werden hier aber als mittelfristiges Substitut für CIGS-Zellen angesehen. Prinzipiell lässt sich also in einer Materialintensitäts- bzw. Kritikalitätsbetrachtung ein Teil des in der Roadmap vorgesehenen CIGS-Zubaus durch CZTS-Zellen ersetzen.

6.1.2.2 Optimierung bestehender Zellkonzepte

Es ist auch zukünftig mit Verbesserungen bisheriger Zelltypen zu rechnen, die beispielsweise in einer Reduktion der Absorberschichtdicken sowie in der Verwendung neuer TCO-Materialien bestehen könnten. Ziel der Weiterentwicklungen könnte etwa die Reduzierung des Indiumbedarfs von Dünnschichtzellen durch Substitution in TCOs oder durch Erhöhung des Galliumanteils in CI(G)S Zellen sein. Diese Entwicklungen werden in den Annahmen zum spezifischen Materialbedarf verschiedener Zelltypen in Kapitel 7.1 berücksichtigt.

6.1.3 Roadmap Deutschland bis 2050

6.1.3.1 Szenarioentwicklung und Grundannahmen

Die Berücksichtigung vorhandener Potenzial- und Szenariostudien zur langfristigen Entwicklung der PV erweist sich bei der Herleitung von Roadmaps als schwierig: In den letzten Jahren publizierte Studien sind oft dadurch gekennzeichnet, dass sie für die heutige Ist-Situation der Technologieanteile die Bedeutung der Dünnschicht-PV deutlich überschätzt haben (siehe z. B. Roland Berger und prognos (2010)). Oft wird in solchen Studien zudem nicht auf die Entwicklung in Deutschland eingegangen, sondern der gesamte Weltmarkt betrachtet. Hierbei werden z. B. auch Konzentrator-Zellen mit einbezogen, die einen hohen Anteil solarer Direktstrahlung erfordern und daher für den Einsatz in Deutschland keine Rolle spielen werden (siehe z. B. IEA (2008)).

Ausgehend von den zuvor geschilderten Entwicklungen der Marktanteile verschiedener PV-Segmente und Technologien werden im Folgenden daher zwei eigene Roadmaps möglicher Entwicklungen des Zubaus von PV-Anlagen in Deutschland bis 2050 entwickelt. Dabei werden für jedes Jahrzehnt die Anteile der Technologien am gesamten Zubau definiert.

Bei der Definition der Roadmaps werden zwei verschiedene Varianten berücksichtigt:

- *Szenario „Kontinuität“*: Weiterhin marktbeherrschende Stellung kristalliner PV-Anlagen und somit geringe Dynamik in der Veränderung von Installationsarten und Technologie-Marktanteilen
- *Szenario „Dünnschicht-Renaissance“*: Trend zu großen Aufdach- und Freiflächenanlagen sowie Rückeroberung relevanter Marktanteile durch die Dünnschicht-PV

Die Notwendigkeit zur Berücksichtigung zweier Varianten ergibt sich aus folgender Überlegungen: Aus heutiger Perspektive und in Anbetracht der zuvor beschriebenen jüngsten Entwicklungen von Technologieanteilen ist am ehesten davon auszugehen, dass kristalline PV-Module auch zukünftig den deutschen Markt dominieren werden. Eine Variante, die diesen Entwicklungspfad skizziert, ist also in jedem Fall vorzusehen.

Unter bestimmten begünstigenden Voraussetzungen ist allerdings prinzipiell auch vorstellbar, dass Dünnschicht-Zellen im zukünftigen PV-Zubau wieder zunehmend Berücksichtigung finden. Wie in Kapitel 6.1.1.1 dargestellt, würde ein auf Dünnschicht-Zellen basierender Zubau allerdings aus Sicht der Materialverfügbarkeit eine weitaus größere Herausforderung darstellen als ein zukünftiger Ausbau auf Basis kristalliner Zellen, weshalb auch ein solcher Entwicklungspfad als Maximalabschätzung des Bedarfs an (kritischen) Rohstoffen einbezogen werden sollte.

Bestimmte im Rahmen der Studie getroffene Grundannahmen gelten gleichermaßen für beide Roadmap-Varianten:

- (1) Die Zubau-Anteile von CdTe-Zellen werden als linearer Trend der Entwicklung in 2010-2012 *fortgeschrieben*, wodurch dieser Zelltyp in der Roadmap im Jahr 2018 aus dem Markt ausscheidet. Die Annahmen zu einer Fortsetzung des Trends lassen sich hier wie folgt begründen:

Aus heutiger Sicht wird erwartet, dass die Steigerung der Moduleffizienz von CdTe im Vergleich zu anderen Technologien schwächer ausfallen wird, wodurch sich die geringe Effizienz von CdTe zunehmend zum Wettbewerbsnachteil entwickeln könnte. Dies zeigt Abb. 6-6: Basierend auf den Einschätzungen bis zum Jahr 2030 in IEA (2010:24f) wird die abgebildete Entwicklung der Wirkungsgrade angenommen. Einer eher konservativen eigenen Annahme nach steigt der Wirkungsgrad zwischen 2030 und 2050 (relativ) genauso stark an wie von der IEA für den Zeitraum von 2020 bis 2030 prognostiziert.

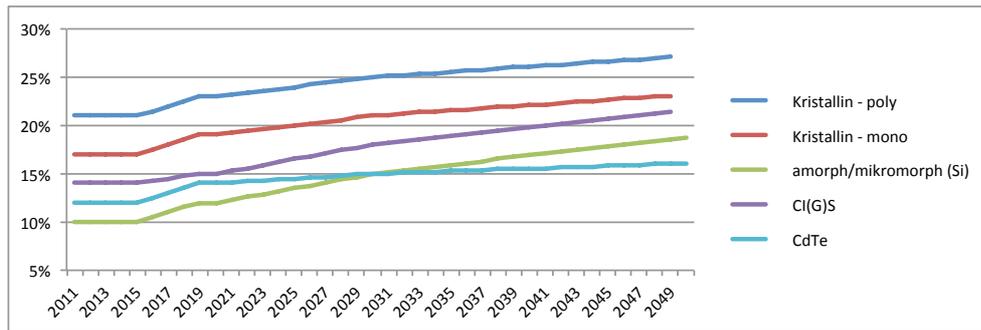


Abb. 6-6 Entwicklung der Moduleffizienz der PV-Technologien

Quelle: eigene Annahmen basierend auf IEA (2010:24f)

Obwohl die Gefahr einer Bodenkontamination durch CdTe-Zellen in der Literatur als gering eingestuft und nur im Fall stark beschädigter Module für theoretisch möglich erachtet wird (Ebert und Müller 2012), sind CdTe-Zellen zudem wegen der Toxizität des enthaltenen Cadmiums in die öffentliche Kritik geraten (siehe z. B. DLF (2010)). Es ist davon auszugehen, dass diese insbesondere im Jahr 2010 in den Medien geführte Diskussion auch die Kaufentscheidungen der PV-Kunden beeinflusst.

Des Weiteren spricht auch die Entwicklung der europäischen Forschungsaktivitäten für eine abnehmende Bedeutung von CdTe-Zellen: Laut Rigby et al. (2011:39) existieren für CdTe aktuell keine Verbundprojekte mehr auf EU-Ebene.

- (2) In beiden Roadmap-Varianten wird davon ausgegangen, dass die Verluste von Marktanteilen der CdTe-Zellen innerhalb des Dünnschicht-Segments vollständig zu Gunsten von CIGS-Zellen erfolgen. Hierfür spricht, dass nach Rigby et al. (2011) CIGS-Zellen im Vergleich mit anderen Dünnschicht-Systemen im Labormaßstab die höchsten Wirkungsgrade von bis zu 20 % erreichen. Allerdings ist die Technologie bislang auch wenig ausgereift, worauf die großen Unterschiede zwischen den vorgenannten Labor- und den Wirkungsgraden in der regulären Produktion (7-12 %) hinweisen (ebd.).

Ebenfalls vorstellbar wäre deshalb ein Technologiewechsel von CdTe- hin zu a-Si-Zellen, zumal für letztgenannte Zellen nach Rigby et al. (2011:36) verglichen mit anderen Dünnschicht-Systemen (durch die Nutzung von Silizium) zukünftig die geringsten Probleme hinsichtlich der Materialverfügbarkeit zu erwarten sind. Der hier gewählte Fokus auf CIGS kann demnach als Maximalabschätzung des möglichen Bedarfs an kritischen Rohstoffen (Indium, Germanium) angesehen werden. Für a-Si-Zellen wird angenommen, dass ihr prozentualer Anteil innerhalb des DS-Segments gegenüber 2012 unverändert bleibt.

- (3) Die Bestimmung des erforderlichen Leistungszubaus beruht zudem vereinfachend in beiden Szenario-Varianten auf identischen technischen Anlagen- und Nutzungsparametern (z. B. Wirkungsgrade und Volllaststunden).

6.1.3.2 Szenario „Kontinuität“

Das Szenario „Kontinuität“ lässt sich wie folgt charakterisieren: Der PV-Ausbau findet auch zukünftig überwiegend dezentral in (kleinen und mittleren) Aufdachanlagen statt. Es werden in Übereinstimmung mit der bisherigen Praxis und insbesondere der Entwicklung der letzten Jahre hierfür fast ausschließlich kristalline Zellen eingesetzt. Dünnschicht-Zellen sind und

bleiben ein reines Nischenprodukt: Ihr Nachteil bleiben hoher Flächenbedarf und hohe Kosten für Komponenten und Dienstleistungen, die zusätzlich zu den Modulkosten anfallen.

Die zentralen Annahmen des Szenarios „Kontinuität“ werden im Folgenden näher erläutert.

Entwicklung der Anteile von Aufdach-, Freiflächen- und gebäudeintegrierten PV-Anlagen

Wie zuvor beschrieben haben *Aufdachanlagen* in den vergangenen Jahren in signifikantem Ausmaß Marktanteile an Freiflächenanlagen verloren. Dennoch wird hier davon ausgegangen, dass Aufdachanlagen ihren Marktanteil in Deutschland von 59 % in 2012 wieder auf 70 % in 2050 steigern können. Folgende Überlegung stützt diese Annahme:

Die Stromgestehungskosten von PV-Strom liegen bereits heute unter den Preisen für Haushaltsstrom („grid parity“). Dies macht es für Haushaltskunden zunehmend attraktiv, den benötigten Strom in kleinen Aufdachanlagen selbst zu erzeugen (siehe Abb. 6-7). Der Anteil des Stroms, der nicht direkt verbraucht werden kann, wird ins Netz eingespeist oder zukünftig z. B. über Akkumulatoren zwischengespeichert. Grid parity für Gewerbe- und später für Industriestrom wird in ein paar Jahren folgen, wodurch es auch für diese Betriebe lukrativ wird, ihren eigenen Strom in Aufdachanlagen zu erzeugen.

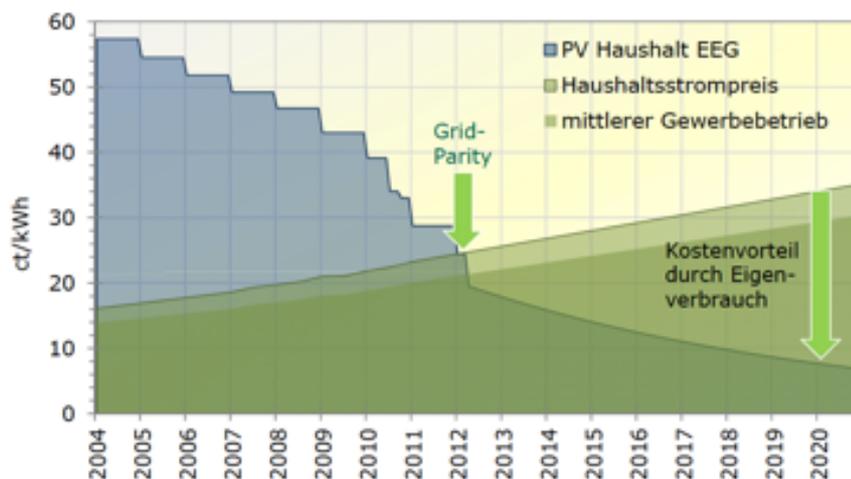


Abb. 6-7 Kostenvorteil durch Eigenverbrauch von PV-Strom im Haushalt

Quelle: Quaschnig (2012:12)

Innerhalb des Aufdach-Segments wird in diesem Szenario die folgende Entwicklung der Anteile verschiedener Größenklassen bis 2050 angenommen: Die Bedeutung kleiner Aufdach-Anlagen nimmt (dem Trend der letzten Jahre entsprechend) weiter zu und erreicht bis 2050 20 %. Das Verhältnis zwischen mittelgroßer und großer Aufdach-PV verschiebt sich wieder zugunsten mittelgroßer Anlagen, welche bis 2050 wieder einen Anteil von 50 % am Aufdach-Zubau erreichen. Eine solche Entwicklung könnte sich beispielsweise durch erneute Anpassungen des Förderregimes ergeben (siehe Kapitel 6.1.1.2 zu den Senkungen der Einspeisevergütung 2010-2012).

Freiflächenanlagen bleiben im Szenario „Kontinuität“ ein bedeutendes Segment des PV-Zubaus in Deutschland, ihr Anteil geht aber von zwischenzeitlich 40 % in 2012 wieder auf 29 % in 2050 zurück.

Eine solche Entwicklung könnte sich zunächst aus Flächennutzungskonkurrenzen mit anderen Anwendungsfeldern ergeben: Der spezifische Energieertrag (pro Flächeneinheit) von PV-Freiflächenanlagen liegt zwar um ein Vielfaches über dem Ertrag von Energiepflanzen (siehe Abb. 6-8), z.T. besteht aber Konkurrenz zum konventionellen Ackerbau. PV-Anlagen auf landwirtschaftlichen Flächen werden daher derzeit nicht durch das EEG gefördert.

Die aktuelle Form des EEG sieht zudem vor, ab einer insgesamt installierten Leistung von 52 GW_p keine weiteren PV-Anlagen mehr zu fördern. Es bleibt abzuwarten, ob PV-Freiflächenanlagen von diesem Zeitpunkt an in der Lage sein werden, mit den Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke zu konkurrieren.

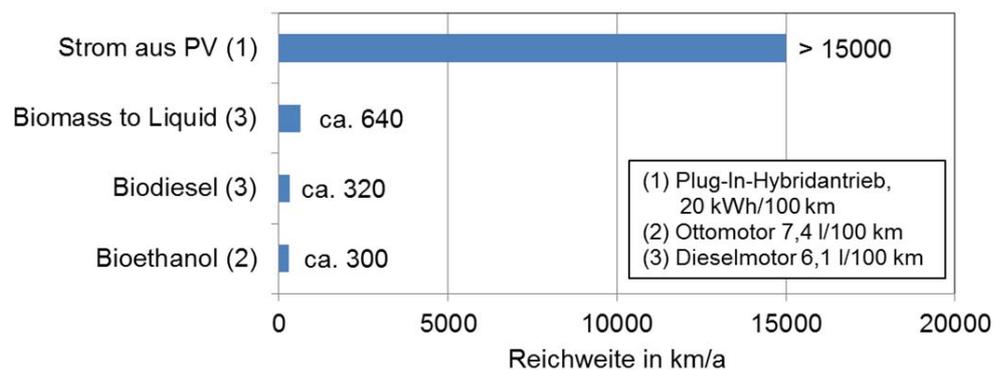


Abb. 6-8 Fahrzeugreichweite mit dem Jahresertrag von 1 a = 100 m² Energiepflanzenbau (2,3) und 40 m² PV-Modulen, aufgeständert auf 100 m² ebener Grundfläche

Quelle: Wirth (2012:26)

Ungeachtet dessen spielen PV-Freiflächenanlagen auch zukünftig eine relevante Rolle im Mix der unterschiedlichen Arten von PV-Anlagen. Angesichts der stark gesunkenen Preise für PV-Module fallen die übrigen Kosten (Wechselrichter, Planung, Montage etc.) bei den gesamten Anlagenkosten immer stärker ins Gewicht. Aufgrund von Skaleneffekten liegt hier bei großen PV-(Freiflächen)anlagen ein größeres Kostensenkungspotential als bei kleinen PV-(Aufdach)anlagen.

Der *gebäudeintegrierten PV* wird im Szenario „Kontinuität“ in Fortführung der bisherigen Entwicklung eine weiterhin vernachlässigbare Bedeutung mit einem Anteil am jährlichen Zubau von 1 % bis 2050 beigemessen.

Entwicklung der Anteile von Dünnschicht- und kristallinen Modulen

In Fortschreibung des Trends der letzten Jahre wird im Szenario „Kontinuität“ davon ausgegangen, dass der PV-Markt auch zukünftig von kristallinen Modulen dominiert wird und Dünnschicht-Module nur eine geringe Marktbedeutung aufweisen werden. Nicht nur gegenwärtige Marktdaten, sondern auch aktuelle und zukünftig zu erwartende Preisentwicklungen deuten auf eine solche Entwicklung hin:

Zunächst ist festzuhalten, dass der PV-Markt in den vergangenen Jahren durch einen rasanten Preisverfall gekennzeichnet ist. Am Beispiel der kleinen Aufdach-PV wird dies deutlich: Der Endkundenpreis für fertig installierte Anlagen sank im Zeitraum 2006 bis Anfang 2013 von 5.000 €/kW_p auf etwa 1.700 €/kW_p, also um rund 67 % (siehe Abb. 6-9).

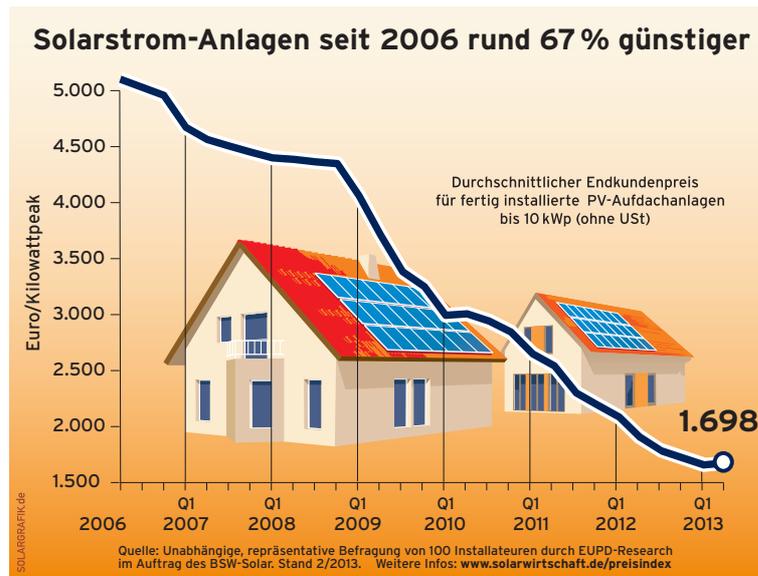


Abb. 6-9 Entwicklung des durchschnittlichen Endkundenpreises für Aufdachanlagen 2006-2012
Quelle: BSW (2013)

Bei einer genaueren Betrachtung der Preisentwicklung für Solarmodule im Vergleich zu vollständigen fertig installierten PV-Anlagen fällt auf, dass die Modulpreise sehr viel stärker gefallen sind. Allein im Zeitraum März 2010 bis Mai 2012 fiel der Preis von PV-Modulen um 51 % bis 61 %, der Endkundenpreis für fertig installierte PV-Anlagen dagegen nur um 38 % (siehe Abb. 6-10).

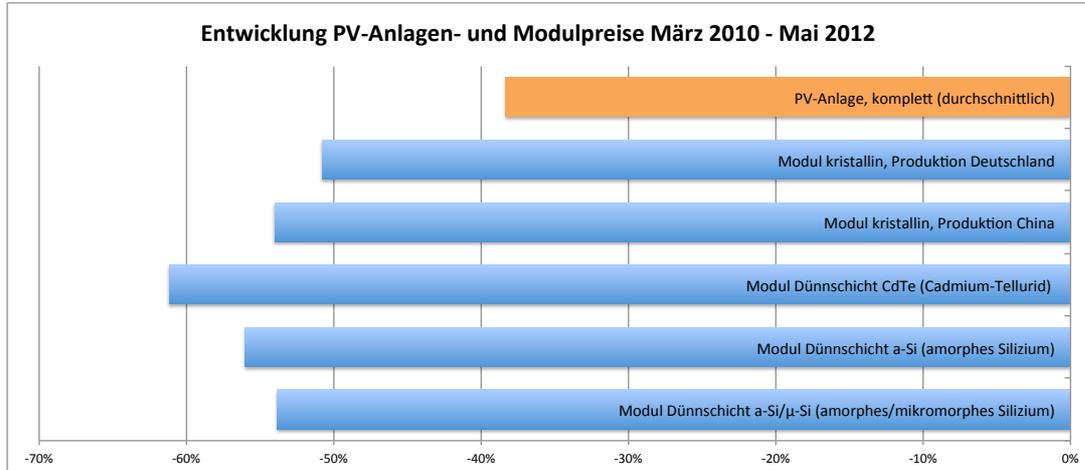


Abb. 6-10 Entwicklung der PV-Anlagen- und Modulpreise im Zeitraum März 2010 – Mai 2012
Quelle: eigene Darstellung nach BSW (2013) und pvXchange (2012)

Diese Abweichung kommt dadurch zustande, dass der Preis der übrigen Komponenten (Wechselrichter, Verkabelung etc.), auch BOS-Kosten (Balance-of-System-Kosten) genannt, im selben Zeitraum nur um etwa 20 % zurück ging. Dies stellt einen Wettbewerbsnachteil für Dünnschicht-Module dar: Aufgrund ihrer im Vergleich zu kristallinen Modulen geringen Wirkungsgrade fallen für Dünnschicht-Anlagen höhere spezifische BOS-Kosten an: Um die gleiche Leistung zu installieren, wird mehr Fläche benötigt, woraus sich höhere leistungsbezogene Kosten etwa für Unterkonstruktion und Verkabelung ergeben. Die unterschiedliche Bedeutung von BOS-Kosten für kristalline und Dünnschicht-Zellen verdeutlicht Abb. 6-11.

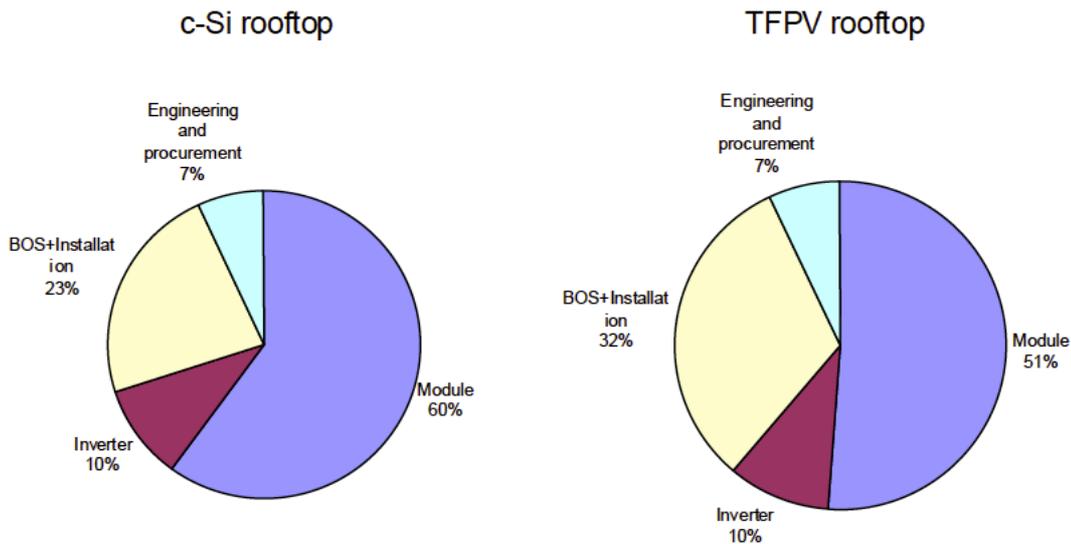


Abb. 6-11 Kostenbestandteile von Aufdachanlagen: kristallin (c-Si) und Dünnschicht (TFPV)
 Quelle: Rigby et al. (2011:8)

Nach Aussagen der Internationalen Energieagentur (siehe Abb. 6-6) werden die Wirkungsgrade von Dünnschicht- gegenüber kristallinen Zellen auch in Zukunft nicht signifikant aufholen. Diese Ansicht vertreten auch Rigby et al. (2011:9). Der Nachteil für Dünnschichtmodule durch höhere BOS-Kosten wird deshalb voraussichtlich langfristig Bestand haben. Zu berücksichtigen ist in diesem Zusammenhang auch, dass die Verbesserung des Wirkungsgrades eine entscheidende Stellschraube hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von Dünnschichtmodulen darstellt: Gegenüber der reinen Senkung der Modulkosten führt sie gleichzeitig zu einer Reduktion sowohl der Modul- als auch der BOS-Kosten. Wäre für Dünnschichtzellen eine stärkere Effizienzsteigerung absehbar, so könnte also auch von höheren zukünftigen Marktanteilen ausgegangen werden.

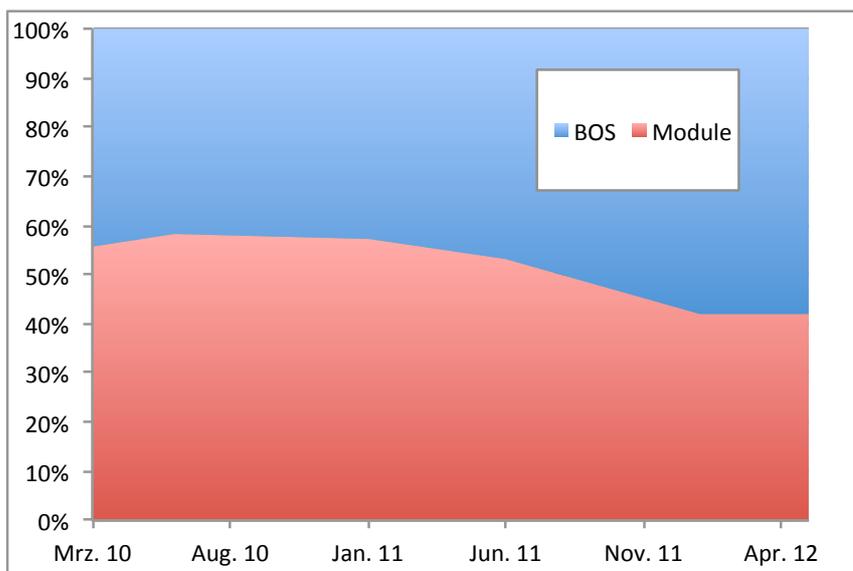


Abb. 6-12 Anteil der Balance-of-System-Kosten und der Modulkosten an den gesamten PV-Anlagenkosten
 Quelle Eigene Berechnungen nach BSW (2013) und pvXchange (2012)

Die im Zeitverlauf zunehmende Bedeutung von BOS-Kosten (inklusive Planungs-, Lieferungs-, Installations- und Inverterkosten) für die Endverbraucherpreise lässt sich wie folgt veranschaulichen (Abb. 6-12): Aus der jüngsten Entwicklung der Modul- und Anlagenpreise kann auf den Anteil der BOS-Kosten geschlossen werden – im Durchschnitt stieg dieser bis April 2012 auf etwa 60 %. In folgender Abbildung dargestellt wird die Entwicklung der Anteile der BOS- und Modulkosten an den gesamten PV-Anlagenkosten zwischen März 2010 und April 2012.

Abgesehen von der zuvor dargestellten Entwicklung von BOS-Kosten beeinflusst aber auch die Entwicklung der reinen Modulkosten (ohne Berücksichtigung der BOS-Kosten) die Wirtschaftlichkeit von verschiedenen PV-Technologien. Hier konnte bisher von einem Kostenvorteil von Dünnschicht- gegenüber kristallinen Modulen ausgegangen werden, der aber zunehmend an Bedeutung verliert. Dies verdeutlicht Abb. 6-13. Auch durch diese Entwicklung wird die Marktposition von kristallinen gegenüber Dünnschicht-Anlagen gestärkt.

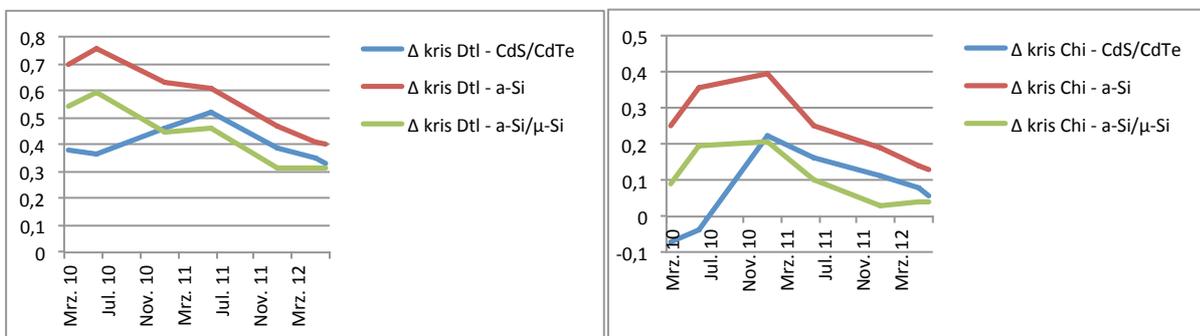


Abb. 6-13 Differenz zwischen in Deutschland und China gefertigten kristallinen Modulen (kris Chi, kris Dtl) und Dünnschichtmodulen (CdS/CdTe, a-Si, a-Si/μ-Si) in €/W_p

Quelle: eigene Berechnungen nach pvXchange (2012)

Zusammenfassend seien noch einmal die Effekte genannt, welche hinsichtlich der Kostenstruktur von PV-Anlagen die Marktposition der kristallinen PV zukünftig festigen könnten:

- Steigender Anteil von BOS-Kosten an gesamten Anlagen-Kosten (BOS-Kosten sinken langsamer als Modul-Kosten)
- Höhere spezifische BOS-Kosten bei Dünnschicht-Modulen im Vergleich zu kristallinen Modulen (durch niedrigeren Wirkungsgrad)
- Schwindender Kostenvorteil von Dünnschicht- gegenüber kristallinen Modulen (ohne BOS)

Basierend auf den zuvor geschilderten Entwicklungen steigt im Szenario „Kontinuität“ der Anteil von kristallinen Zellen am Gesamtzubau weiter von 97 % in 2012 auf 98 % in 2050 an. Der Dünnschicht gelingt es in diesem Szenario in keinem PV-Segment, Marktanteile zurückzuerobern. Lediglich für die gebäudeintegrierte PV wird von einem konstant hohen Dünnschicht-Anteil ausgegangen, was aber auf Grund der geringen Bedeutung dieses Segments keine relevanten Auswirkungen auf die Technologieanteile des gesamten PV-Marktes hat.

Die im Szenario „Kontinuität“ getroffenen Annahmen zur Segmentierung des PV-Marktes bis 2050 sowie zu den Technologienanteilen der jeweiligen Segmente werden in Tab. 6-5 zusammengefasst.

Tab. 6-5 Szenario „Kontinuität“: Anteile verschiedener Installationsarten an der jährlich in Deutschland neu installierten Leistung

	2010	2011	2012	2020	2030	2040	2050
	%						
Aufdach	84	71	59	61	64	67	70
davon kristallin	92	95	97	98	98	98	99
davon Dünnschicht	8	5	3	2	2	2	1
Freifläche	15	28	40	38	35	32	29
davon kristallin	89	94	97	97	98	98	98
davon Dünnschicht	11	6	3	3	2	2	2
Gebäudeintegriert	1	1	1	1	1	1	1
davon kristallin	75	75	75	75	75	75	75
davon Dünnschicht	25	25	25	25	25	25	25

Quelle: bis 2012 PSE (2013), ab 2020 eigene Annahmen

In diesem Kapitel wurde bislang aus den Analysen zur zukünftigen Technologieentwicklung eine mögliche Entwicklung der Marktanteile untergliedert nach Anlagensegmenten und eingesetzt Modultechnologie abgeleitet. Hieraus ergibt sich die Roadmap des Szenarios „Kontinuität“, die zusammenfassend in Tab. 6-6 und Abb. 6-14 dargestellt ist. Sie beschreibt die Entwicklung von Marktanteilen aller berücksichtigten Einzeltechnologien am gesamten PV-Zubau in Deutschland – unter der Prämisse einer auch zukünftig durch kristalline Zellen dominierten Photovoltaik.

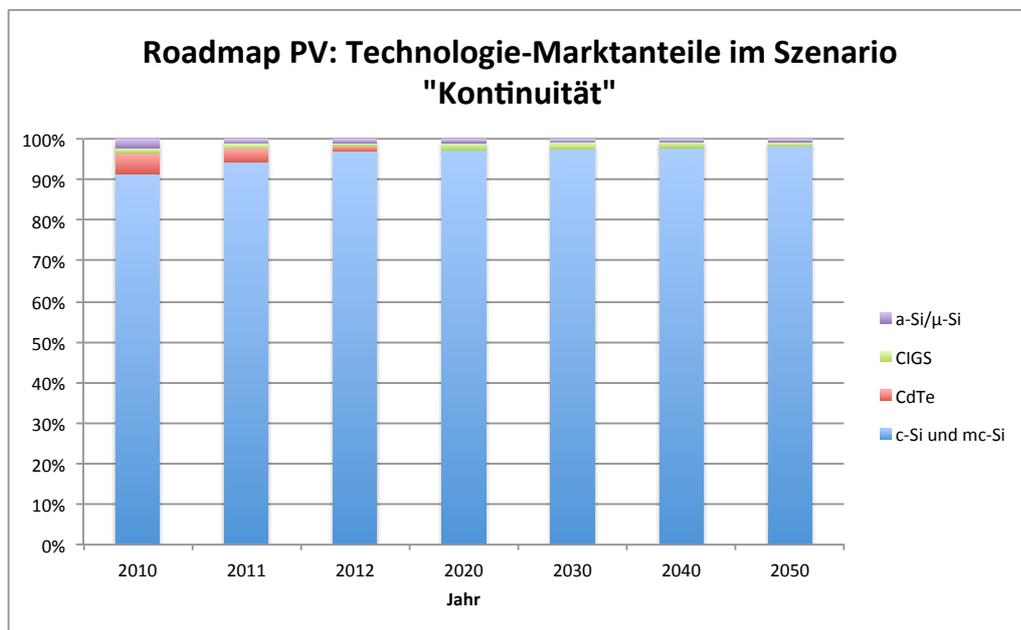


Abb. 6-14 Szenario „Kontinuität“: Anteile verschiedener Technologien an der jährlich in Deutschland neu installierten Leistung (Aufdach, Freifläche und BIPV)

Quelle: eigene Darstellung; Daten bis 2012 PSE (2013), ab 2020 eigene Annahmen

Tab. 6-6 Szenario „Kontinuität“: Anteile verschiedener Technologien an der jährlich in Deutschland neu installierten Leistung (Aufdach, Freifläche und BIPV)

	2010	2011	2012	2020	2030	2040	2050
	%						
kristallin	91	94	97	97	98	98	98
Dünnschicht	9	6	3	3	2	2	2
<i>davon CdTe</i>	61	59	44				
<i>davon CIGS</i>	13	22	25	68	68	67	66
<i>davon a-Si/μ-Si</i>	26	19	31	32	32	33	34

Quelle: bis 2012 PSE (2013), ab 2020 eigene Annahmen

6.1.3.3 Szenario „Dünnschicht-Renaissance“

Im Kontrast zum Szenario „Kontinuität“ weist das zusätzliche Szenario „Dünnschicht-Renaissance“ folgende zentrale Merkmale auf: Der PV-Ausbau verlagert sich zunehmend auf Großanlagen (große Aufdach- und Freiflächen-PV). Gerade in diesem Bereich, in dem der Flächenbedarf weniger relevant ist und die Dünnschicht durch vergleichsweise geringe spezifische BOS-Kosten noch am ehesten konkurrenzfähig sein könnte, steigen die Dünnschicht-Marktanteile wieder auf eine Größenordnung, die vor wenigen Jahren bereits kurzzeitig erreicht wurde.

Entwicklung der Anteile von Aufdach-, Freiflächen- und gebäudeintegrierten PV-Anlagen

Grundsätzlich steigt der spezifische Preis einer PV-Anlage mit sinkender installierter Leistung – der günstigste Solarstrom kann in großen PV-Freiflächenanlagen erzeugt werden. Der Grund dafür liegt darin, dass bei kleinen PV-Anlagen die spezifischen BOS-Kosten besonders hoch sind. Tab. 6-7 zeigt die Preise zum Ende des Jahres 2011 beispielhaft für die Anlagenklasse von 1 bis >10 kW_p.

Tab. 6-7 PV-Anlagenpreise

Leistungsbereich	Kosten
kW _p	€/kW _p
1 – 2	2.540
2 -5	2.260
5 – 10	2.040
> 10	1.790

Quelle: *Wissing (2012:6)*

Im Szenario „Dünnschicht-Renaissance“ wird unter Berücksichtigung solcher Skaleneffekte davon ausgegangen, dass im Zeitverlauf ein Trend zur Zentralisierung der PV-Stromerzeugung erkennbar ist. Eine entsprechende Entwicklung war in den vergangenen Jahren bereits in Form wachsender Marktanteile großer Freiflächenanlagen erkennbar (siehe Kapitel 6.1.1.2).

Eine solche Entwicklung hin zu großen Anlagen könnte die Nachfrage nach Dünnschicht-Zellen stützen und die Chancen für ihren erneuten Eintritt in den Massenmarkt verbessern: Sollten Dünnschicht-Anlagen (entgegen der Annahmen im Szenario „Kontinuität“) ihre Wirt-

schaftlichkeit durch noch stärkere Senkung der Modulkosten verbessern können, käme ihr Einsatz vor allem in den Segmenten mit den geringsten spezifischen BOS-Kosten infrage – also bei großen Aufdach- und Freiflächenanlagen. Für die Segmentierung des PV-Marktes bedeutet die Ausrichtung des Szenarios „Dünnschicht-Renaissance“ im Einzelnen folgendes:

Der Anteil der Aufdach-PV am jährlichen Zubau nimmt (wie schon in den vergangenen Jahren) weiter ab und liegt in 2050 noch bei 40 %. Innerhalb des Aufdach-Segments stagniert dabei der Anteil kleiner Anlagen, während mittelgroße Anlagen (35 % in 2050) in Anlehnung an den Trend der letzten Jahre weiter Marktanteile zugunsten großer Aufdach-PV (50 % in 2050) verlieren.

Analog zur großen Aufdach-PV profitieren insbesondere Freiflächenanlagen in diesem Szenario von den zuvor erwähnten Skaleneffekten und können ihre Marktanteile bis 2050 weiter auf 55 % steigern.

Der Anteil der besonders für Neubauten attraktiven gebäudeintegrierten Anlagen steigt im betrachteten Zeitraum leicht von 1 % auf 5 %.

Entwicklung der Anteile von Dünnschicht- und kristallinen Modulen

Dass Dünnschicht-Zellen in Deutschland zukünftig überhaupt wieder einen hohen Marktanteil erreichen, ist aus heutiger Sicht als unwahrscheinlich anzusehen. Sollte eine solche Entwicklung dennoch eintreten, wären steigende Dünnschicht-Anteile wie bereits zuvor erläutert vor allem beim Zubau großer Anlagen zu erwarten. Für die Dünnschicht-Anteile in den einzelnen Marktsegmenten des Szenarios „Dünnschicht-Renaissance“ werden deshalb die folgenden Annahmen getroffen:

Innerhalb der kleinen *Aufdach-PV* bleibt der Dünnschicht-Anteil gegenüber 2012 unverändert gering (1,6 %), weil das begrenzte Flächenangebot auf Dächern von Ein- und Zweifamilienhäusern auch zukünftig besser durch kristalline Zellen mit höherem Wirkungsgrad ausgenutzt wird. Mittlere Aufdach-Anlagen verzeichneten noch im Jahr 2010 einen Dünnschicht-Anteil am Zubau von 10 % – trotz des Einbruchs in den darauffolgenden Jahren wird hier ein erneuter Anstieg auf 20 % bis 2050 angenommen: die zuvor erwähnten Flächenrestriktionen spielen auf Dächern von z. B. großen öffentlichen oder landwirtschaftlichen Gebäuden eine geringere Rolle. Dies gilt in noch stärkerem Maß für große Aufdach-Anlagen. Diese werden hier hinsichtlich der Eignung für Dünnschicht-PV mit Freiflächenanlagen gleichgesetzt (siehe folgender Absatz), bis 2050 wird ein Anstieg des Dünnschicht-Marktanteils auf 50 % angenommen.

Auch im Bereich der *Freiflächenanlagen* wird in diesem Szenario ein Anstieg des Dünnschicht-Anteils auf 50 % bis 2050 angenommen. Begründet werden kann dies etwa mit der geringen Relevanz eines hohen Flächenbedarfs sowie mit geringen spezifischen BOS-Kosten auf Grund von Skaleneffekten, die den Einsatz von Dünnschichtmodulen bei Freiflächenanlagen begünstigen könnten: Vor allem die spezifischen Kosten für Planung, Montage und Wechselrichter liegen bei Freiflächenanlagen um einiges unter denen von Aufdachanlagen. Weiterhin ist es aus ökonomischen Gesichtspunkten bei Freiflächenanlagen nicht so wichtig, möglichst viel Leistung auf einer gegebenen Fläche zu installieren. Die spezifischen Kosten sinken zwar auch hier mit der Anlagenleistung, jedoch ab einem gewissen Grad nicht mehr so stark (siehe Abb. 6-15).

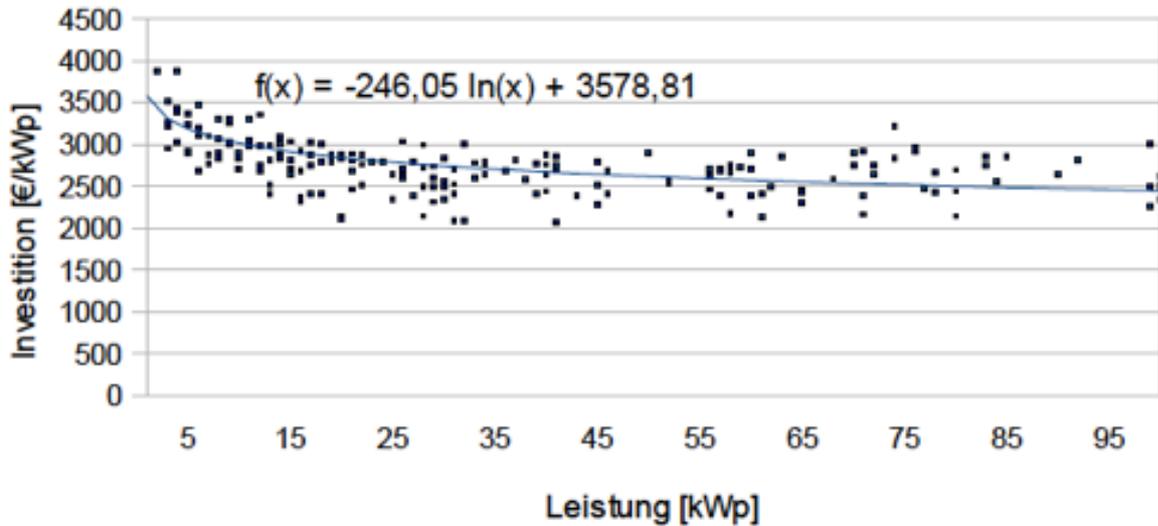


Abb. 6-15 Investitionskosten nach PV-Anlagenleistung, Januar/Februar 2010

Quelle: Friege (2010:29)

Trotz der aktuellen Situation des Dünnschicht-Marktes bleibt festzuhalten, dass die hier angenommenen hohen Marktanteile im Bereich der Freiflächenanlagen in der Vergangenheit bereits erzielt wurden: Die verwendete Zelltechnologie in Deutschland neu installierter Freiflächenanlagen wurde z. B. durch ARGE Monitoring PV-Anlagen (2008) ausgewertet. Für das Jahr 2007 ergab sich hierbei, dass für 62 % der erfassten Neuinstallationen von insgesamt etwa 125 MW_p Dünnschicht-Technik zum Einsatz kam.

Schließlich wird auch für *gebäudeintegrierte PV* ein Anstieg des Dünnschicht-Anteils auf 40 % bis 2050 angenommen. Durch den geringen Anteil dieses Segments an der insgesamt installierten Leistung ist diese Entwicklung aber im Prinzip vernachlässigbar.

Die im Szenario „Dünnschicht-Renaissance“ getroffenen Annahmen zur Segmentierung des PV-Marktes bis 2050 sowie zu den Technologienanteilen der jeweiligen Segmente werden in Tab. 6-8 zusammengefasst.

Tab. 6-8 Szenario „Dünnschicht-Renaissance“: Anteile verschiedener Installationsarten an der jährlich in Deutschland neu installierten Leistung

	2010	2011	2012	2020	2030	2040	2050
	%						
Aufdach	84	71	59	55	50	45	40
<i>davon kristallin</i>	92	95	97	92	84	76	68
<i>davon Dünnschicht</i>	8	5	3	8	16	24	32
Freifläche	15	28	40	43	47	51	55
<i>davon kristallin</i>	89	94	97	87	75	62	50
<i>davon Dünnschicht</i>	11	6	3	13	25	38	50
Gebäudeintegriert	1	1	1	2	3	4	5
<i>davon kristallin</i>	75	75	75	72	68	64	60
<i>davon Dünnschicht</i>	25	25	25	28	32	36	40

Quelle: bis 2012 PSE (2013), ab 2020 eigene Annahmen

Dieses Kapitel beschreibt eine vom Szenario „Kontinuität“ deutlich zu Gunsten der Dünnschicht-PV abweichende Entwicklung von Anlagensegmenten und dort jeweils eingesetzten Modultechnologien. Die Roadmap des Szenarios „Dünnschicht-Renaissance“, die sich hieraus ergibt, wird zusammenfassend in Abb. 6-16 und Tab. 6-9 dargestellt. Sie beschreibt die Entwicklung von Marktanteilen aller berücksichtigten Einzeltechnologien am gesamten PV-Zubau in Deutschland.

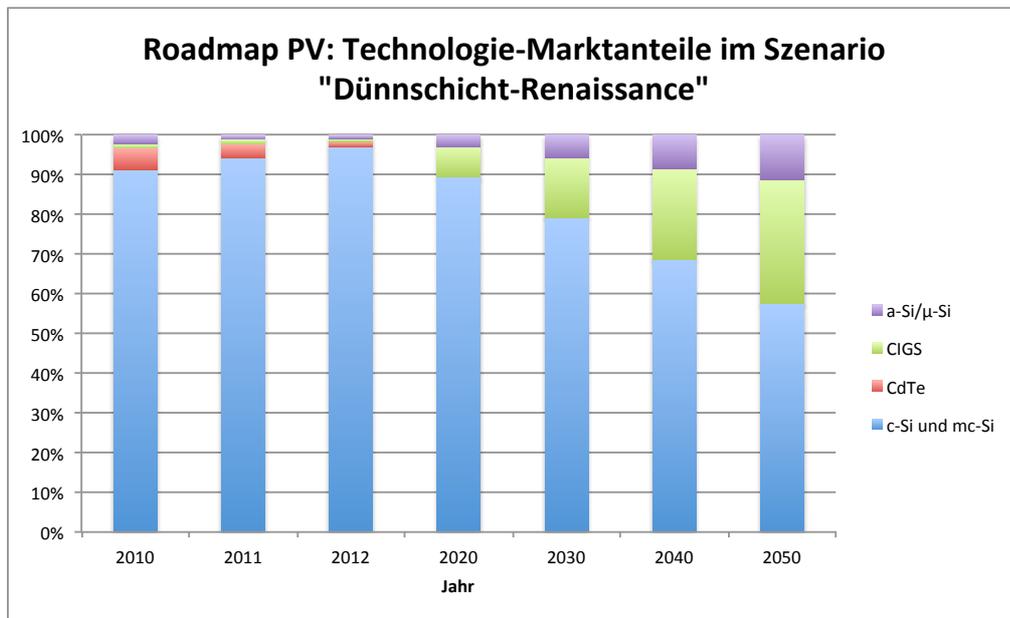


Abb. 6-16 Szenario „Dünnschicht-Renaissance“: Anteile verschiedener Technologien an der jährlich in Deutschland neu installierten Leistung (Aufdach, Freifläche und BIPV)

Quelle: eigene Darstellung; bis 2012 nach PSE (2013), ab 2020 eigene Annahmen

Tab. 6-9 Szenario „Dünnschicht-Renaissance“: Anteile verschiedener Technologien an der jährlich in Deutschland neu installierten Leistung (Aufdach, Freifläche und BIPV)

	2010	2011	2012	2020	2030	2040	2050
	%						
Kristallin	91	94	97	89	79	69	58
Dünnschicht	9	6	3	11	21	31	42
davon CdTe	61	59	44	0	0	0	0
davon CIGS	13	22	25	72	73	73	73
davon a-Si/μ-Si	26	19	31	28	27	27	27

Quelle: bis 2012 PSE (2013), ab 2020 eigene Annahmen

6.2 Windkraft

Analog zur Ableitung von Roadmaps der Photovoltaik werden in diesem Kapitel mögliche Entwicklungspfade des deutschen Windenergie-Marktes hergeleitet. Hierzu folgt auf eine Darstellung der gegenwärtigen Situation ein Ausblick auf zukünftige Technologieentwicklungen. Auf dieser Grundlage werden schließlich in einer Langfrist-Betrachtung bis 2050 die Roadmaps möglicher Marktanteile der zugebauten Leistung verschiedener Technologien zur Nutzung der Windenergie skizziert.

6.2.1 Stand der Technologieentwicklung und Einsatz in Deutschland

Die genaue Kenntnis des heutigen Windenergie-Marktes bildet die Grundlage für einen Ausblick auf zukünftige Entwicklungen. Die hierfür notwendige Klassifizierung heutiger Windenergieanlagen (WEA) sowie die Bestimmung der jeweiligen Marktanteile dieser Typen werden im Folgenden beschrieben.

6.2.1.1 Klassifizierung heutiger Windenergieanlagen

Um die Marktstruktur der Windenergieanlagen (WEA) in Deutschland darstellen und hieraus später die Entwicklung des Bedarfs an kritischen Rohstoffen ableiten zu können, ist es zunächst erforderlich, die heute verfügbaren Einzelanlagen verschiedener Hersteller zu Gruppen mit möglichst homogenen technischen und werkstofflichen Eigenschaften zusammenzufassen.

Hierfür wird im Rahmen dieser Studie eine gängige Differenzierung nach den eingesetzten Generatoren und Getrieben gewählt, wobei zwischen den folgenden Merkmalen unterschieden wird:

- Erregungsart des Generators (elektrisch oder permanent erregt)
- Bauart des Generators (synchron/asynchron)
- Getriebeart bzw. Umdrehungszahl (Direktantrieb, Schnellläufer oder Hybridantrieb).

Bau- und Erregungsart der Generatoren sind dabei eng miteinander verknüpft: Es wird zunächst unterschieden, ob es sich um einen elektrisch oder permanent erregten Generator handelt. Beim elektrisch erregten Generator wird das zur Stromerzeugung notwendige Magnetfeld im Generator elektrisch über Kupferspulen erzeugt. Da Kupfer allgemein als nicht-kritisch eingeschätzt wird, kommen hier also keine kritischen Stoffe zum Einsatz. Beim permanent erregten Generator wird das Erregerfeld dagegen mit Hilfe von Permanentmagneten (PM) erzeugt, die üblicherweise Metalle der Seltenen Erden enthalten („Seltenerdsmagneten“). Hinsichtlich der Bauart wird zudem zwischen Synchron-Generatoren (Rotor des Generators dreht sich synchron mit dem erzeugten Magnetfeld) und Asynchron-Generatoren (Rotor eilt dem erzeugten Magnetfeld voraus) unterschieden.

Während Synchrongeneratoren des Herstellers Enercon sowie Asynchrongeneratoren ausschließlich elektrisch erregt werden, erfordern Synchrongeneratoren der weiteren relevanten Hersteller permanent erregte Magnete mit hoher magnetischer Flussdichte (PM-Generatoren), was über die Beimischung von Neodym erreicht wird (Neodym-Eisen-Bor-Magneten). Die Magnete enthalten neben Neodym auch weitere Metalle der Seltenen Erden wie Dysprosium, das aus Gründen der Hitzebeständigkeit eingesetzt wird.

Die Menge der eingesetzten Metalle der Seltenen Erden im Magneten des PM-Generators ist jedoch nicht nur abhängig von der Leistung der Anlage, sondern auch von der *Umdrehungszahl* des Generators. Deshalb wird hier bei der Klassifizierung von WEA auch die jeweilige Getriebe-Übersetzung berücksichtigt. Dies ermöglicht, bei der späteren Ermittlung des Bedarfs an kritischen Rohstoffen der Windkraft richtungssichere Aussagen zu treffen.

PM-Generatoren lassen sich direkt an die Rotorwelle koppeln (Direct Drive, DD) oder mit einem Getriebe kombinieren, um die Umdrehungsgeschwindigkeit der Generatoren zu erhöhen. Ein Getriebe ermöglicht den Einsatz kompakter und damit vergleichsweise leichter Generatoren, welcher sich hinsichtlich der Dimensionierung weiterer Komponenten wie Turm und Fundament kostensenkend auswirken kann. Direkt angetriebene Generatoren sind dagegen weniger wartungsanfällig, wodurch sie vor allem für den Einsatz in Offshore-Anlagen attraktiv sind.

Grundsätzlich gilt: Je niedriger die Umdrehungszahl der Generatoren ist, desto höher ist das leistungsspezifische Magnetgewicht, weil die geringere Drehzahl eine größere Mantelfläche und einen größeren Querschnitt erfordert. High-Speed-Generatoren mit mehrstufigem Getriebe erreichen bis zu 2.000 Umdrehungen pro Minute (rpm) (ABB 2013). Die Drehzahl direkt angetriebener Generatoren entspricht dagegen der des Rotors und liegt folglich etwa bei bis zu 25 rpm. Für die direktangetriebene SWT-3.0-101 gibt Siemens 6 - 16 rpm an (Siemens AG 2012). Folglich sind direktangetriebene Generatoren deutlich größer und schwerer als getriebegekoppelte Generatoren bei gleicher Leistung. Abb. 6-17 illustriert die Funktionsweise einer Windturbine mit einem DD-Konzept.

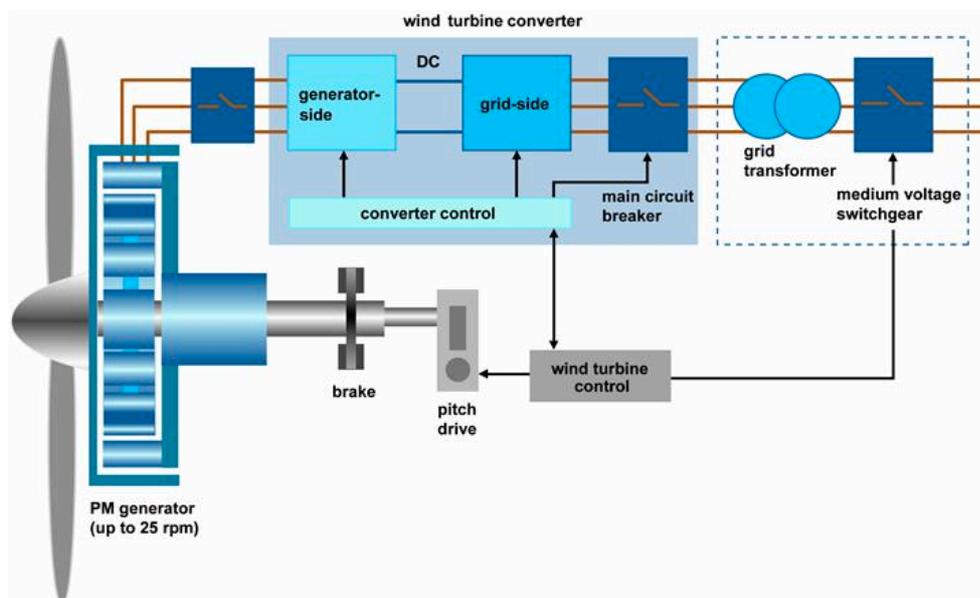


Abb. 6-17 Funktionsweise eines Direct-Drive Generators

Quelle: ABB (2012)

Einen Kompromiss bilden Hybridanlagen (middle Speed) wie die Multibrid M5000 von Areva (Areva 2013). Diese Anlagentypen besitzen ein niedrig übersetztes Getriebe, das zusammen mit dem Generator eine Einheit bildet. Dabei entfällt die Notwendigkeit einer Kupplung; der Antriebsstrang verkürzt sich im Vergleich zu schnellaufenden Getriebekonstruktionen um bis zu 35 % (VDI 2012). Die Drehzahlen der mittelschnellen Generatoren liegen bei bis zu 500 rpm (ABB 2013). Im Gegensatz zu PM-Generatoren ist für elektrisch erregte Generatoren keine Differenzierung nach der Umdrehungszahl erforderlich: Die entsprechenden Asyn-

chrongeneratoren werden stets mit mehrstufigen Getrieben ausgerüstet (Schnellläufer), während elektrisch erregte Synchrongeneratoren unter den für den deutschen Markt relevanten Herstellern nur von Enercon und ausschließlich getriebelos angeboten werden.

In Übereinstimmung mit den zuvor geschilderten Differenzierungsmerkmalen unterscheidet die vorliegende Studie die im Folgenden aufgeführten WEA-Typen, wie sie in Tab. 6-10 dargestellt sind.

Tab. 6-10 Übersicht der im deutschen Anlagenmix vertretenen Generatortypen

Erregung	Generatortyp	Antrieb	Kurzbezeichnung
Elektrisch erregt (E)	Asynchron (AG)	Getriebe high speed (HS)	AG
	Synchron (SG)	Direktantrieb (DD)	SG-E-DD
Permanent erregt (PM)	Synchron (SG)	Getriebe High speed (HS)	SG-PM-HS
	Synchron (SG)	Getriebe Middle speed (MS)	SG-PM-MS
	Synchron (SG)	Direktantrieb (DD)	SG-PM-DD

Doppelt gespeister Asynchrongenerator mit Getriebe (AG)

Doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren haben die klassischen Asynchrongeneratoren inzwischen vollständig aus dem Markt verdrängt. Gegenüber den klassischen Asynchrongeneratoren hat das doppelt gespeiste Konzept den Vorteil, in einem weiten Drehzahlbereich arbeiten zu können. Nur ein Teil des erzeugten Stroms muss durch einen Umrichter fließen, der diesen an die Netzfrequenz anpasst. Das beschriebene Konzept ist relativ verlustarm und wird heutzutage häufig bei Anlagen mit Getriebe verwendet. Gegenüber dem Synchrongenerator (siehe unten) bietet es folgende Vorteile (BWE 2013a):

- Asynchrongeneratoren sind preiswerter als Synchrongeneratoren.
- Nur etwa 20 bis 40 % der erzeugten Leistung werden durch einen Umrichter umgesetzt. Der Umrichter ist daher dementsprechend kleiner, billiger und verlustärmer, woraus sich auch ein besserer Wirkungsgrad ergibt.

Synchrongenerator elektrisch erregt, ohne Getriebe (SG-E-DD)

Bei dem insbesondere von Enercon genutzten Konzept des elektrisch erregten (oder synonym auch fremderregten) Synchrongenerators ohne Getriebe wird Gleichstrom zur Erzeugung des Läufer-Magnetfeldes benötigt. Vorteil dieses Konzepts ist, dass die Ausgangsleistung und Blindleistung über die Fremdregelung gesteuert werden kann. Da Schleifringe benötigt werden, um den Gleichstrom dem Läufer zuzuführen, ist dieses Konzept jedoch mit einem höheren Wartungsaufwand für den Generator verbunden (BWE 2013b).

Synchrongenerator permanent erregt, mit/ohne Getriebe (SG-PM)

Im klassischen Konzept wird ein Getriebe zwischen Rotor und Synchrongenerator verwendet. Bei diesem unter anderem von Vestas eingesetzten Konzept dreht sich der Generator

sehr schnell mit ca. 500 bis 1.800 rpm. Das Getriebe stellt etwa zehn bis 25 % der Kosten einer Windenergieanlage dar, verursacht Wirkungsgradverluste und einen erhöhten Wartungsaufwand. Auf der anderen Seite ermöglicht ein Getriebe den Einsatz kostengünstiger und kompakter Generatoren.

Beim getriebelosen Konzept ist der Synchrongenerator (ein Ringgenerator) direkt an die Nabe gekoppelt und dreht sich mit der Rotordrehzahl. Nachteil dieses Konzepts ist im wesentlichen der sehr teure, schwere und große Ringgenerator (BWE 2013b). Eingesetzt wird dieses Konzept unter anderem vom WEA-Hersteller Siemens.

Bei den hier beschriebenen Konzepten mit permanent erregtem Synchrongenerator werden für die Erzeugung des Läufer-Magnetfeldes Dauermagneten eingesetzt. Um das Gewicht möglichst gering zu halten, werden besonders starke Magneten bevorzugt. Auf die Problematik des Einsatzes von Neodymmagneten, den heute stärksten am Markt verfügbaren Magneten, wird in Kapitel 7 eingegangen.

Die in Tab. 6-10 vorgenommene Einteilung ist Ausgangsbasis für die Erstellung der Roadmaps des heutigen und zukünftigen Windkraft-Marktes, für die Entwicklung von Ausbauszenarien sowie für die Abschätzung des Bedarfs an kritischen Rohstoffen.

6.2.1.2 Heutige Marktanteile verschiedener Windenergieanlagen-Klassen

Als Grundlage für die spätere Roadmapentwicklung wird im Folgenden die Struktur des deutschen WEA-Marktes der Jahre 2009 bis 2012 dargestellt. Für den vorgenannten Zeitraum werden aktuelle Marktdaten der jährlich neu zugebauten WEA-Leistung nach Herstellern und Anlagentypen ausgewertet. Für die Analyse des Onshore-Windmarkts wurde dabei auf Daten aus Fraunhofer IWES (2013a) zurückgegriffen, während der bislang überschaubare Offshore-Ausbau (wenige Parks mit vergleichsweise geringer Leistung) auf Grundlage eigener Recherche beschrieben werden kann.

Für jeden der im oben genannten Vierjahreszeitraum installierten Anlagentypen wurde zudem eine Zuordnung zu WEA-Klassen gemäß Tab. 6-10 vorgenommen, um von den Marktanteilen der Hersteller und Anlagen auf Marktanteile der verschiedenen Technologien schließen zu können. Bei denjenigen Herstellern, deren Produktportfolio lediglich einen Generatortyp umfasst, konnte eine einheitliche Zuordnung aller Anlagen des Herstellers vorgenommen werden (z. B. alle Enercon-Anlagen: elektrisch erregte Synchrongeneratoren; alle Nordex-Anlagen: Asynchrongeneratoren). Für Hersteller mit breiterem Generatoren-Portfolio erfolgte die Zuordnung anhand online verfügbarer technischer Daten: So basieren beispielsweise die meisten aktuellen Onshore-Anlagen des Herstellers Siemens auf Asynchrongeneratoren, während der 2011 erstmals in Deutschland errichtete Anlagentyp SWT3.0MW über einen PM-Synchrongenerator mit Direktantrieb verfügt (Siemens AG 2012).

Nach dieser Vorgehensweise ergibt sich für den deutschen On- und Offshore-Windmarkt der Jahre 2009 bis 2012 das im Folgenden geschilderte Bild.

Onshore

Abb. 6-18 zeigt zunächst die langjährige Entwicklung des Zubaus an Onshore-WEA in Deutschland. Dies soll eine Vorstellung davon vermitteln, in welcher Größenordnung sich die nachfolgend genannten Marktanteile bewegen. Demnach erreichte die jeweils neu installierte Leistung von WEA im Jahr 2002 ein Maximum von etwa 3,2 GW und pendelte sich daraufhin

auf ein Niveau von etwa 1,9 GW ein. In den letzten 3 Jahren ist wieder ein leicht ansteigender Trend des Zubaus zu erkennen: 2012 wurden 2,2 GW installiert – im selben Jahr waren somit in Deutschland onshore WEA mit einer insgesamt installierten Leistung von 30,8 GW am Netz (Fraunhofer IWES 2013a). Aktuell ist allerdings in 2013 zu beobachten, dass sich der Ausbau der Windenergie (sowie auch der Photovoltaik) im Vergleich zum Vorjahr wieder abschwächen.

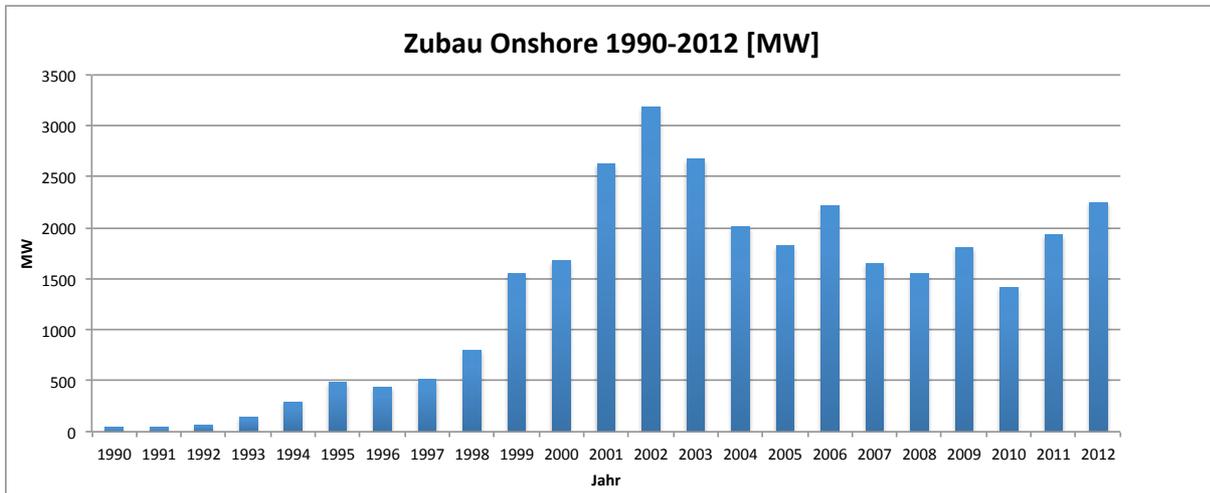


Abb. 6-18 Zugebaute Onshore-Windleistung in Deutschland 1990-2012

Quelle: eigene Darstellung nach Fraunhofer IWES (2013a)

Die aktuellen Marktanteile verschiedener Hersteller am gesamten Zubau von Onshore-WEA-Leistung sind in Abb. 6-19 dargestellt.

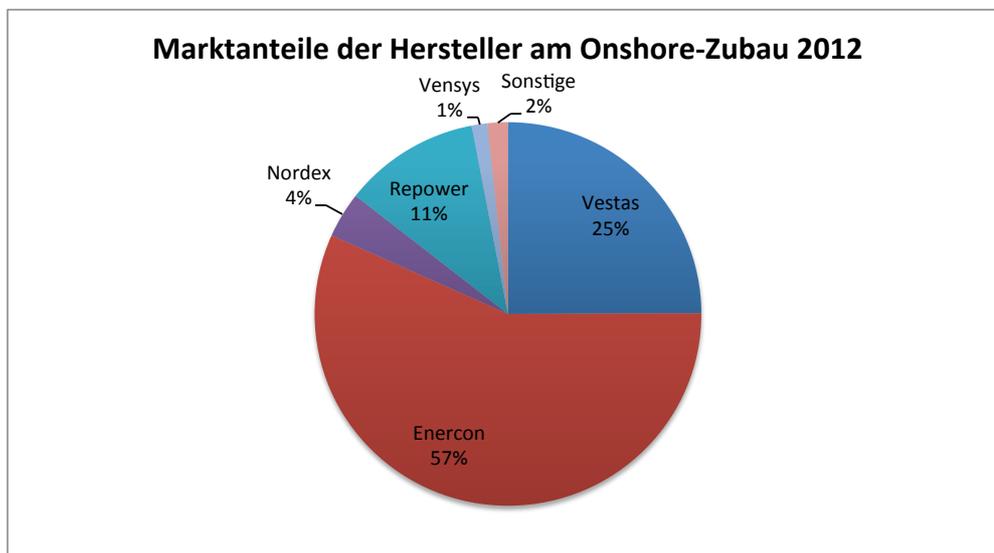


Abb. 6-19 Marktanteile der Hersteller am deutschen Onshore-Zubau 2012

Quelle: eigene Darstellung nach Fraunhofer IWES (2013a)

Es ist deutlich erkennbar, dass der Markt von wenigen großen Herstellern dominiert wird. Hervorzuheben ist hier insbesondere Enercon mit einem Marktanteil von 57 %. Auch Vestas (25 %) und Repower (11 %) erreichen relevante Anteile, während Nordex (4 %) und Vensys (1 %) eine untergeordnete Rolle spielen. Weitere auf dem deutschen Markt aktive Hersteller sind Gamesa, Kenersys und Siemens, die aber mit ihrer geringen Zubau-Leistung im Jahr

2012 keine relevanten Marktanteile erreichen und in der Darstellung unter „Sonstige“ zusammengefasst sind (Fraunhofer IWES 2013a).

Eine Ausweitung der Analyse von Hersteller-Marktanteilen auf die vergangenen vier Jahre zeigt folgende Trends: Während Enercon im Betrachtungszeitraum geringfügig an Marktanteilen verloren hat, konnte Vestas wiederum seinen Anteil am Zubau von 21 % auf 25 % ausbauen. Zudem ist – auch auf Grund der Insolvenz des Herstellers Fuhrländer im Jahr 2012 – eine sinkende Zahl relevanter Marktteilnehmer und damit eine Festigung des Angebotsoligopols im Bereich der Onshore-Windkraft erkennbar (siehe Abb. 6-20).

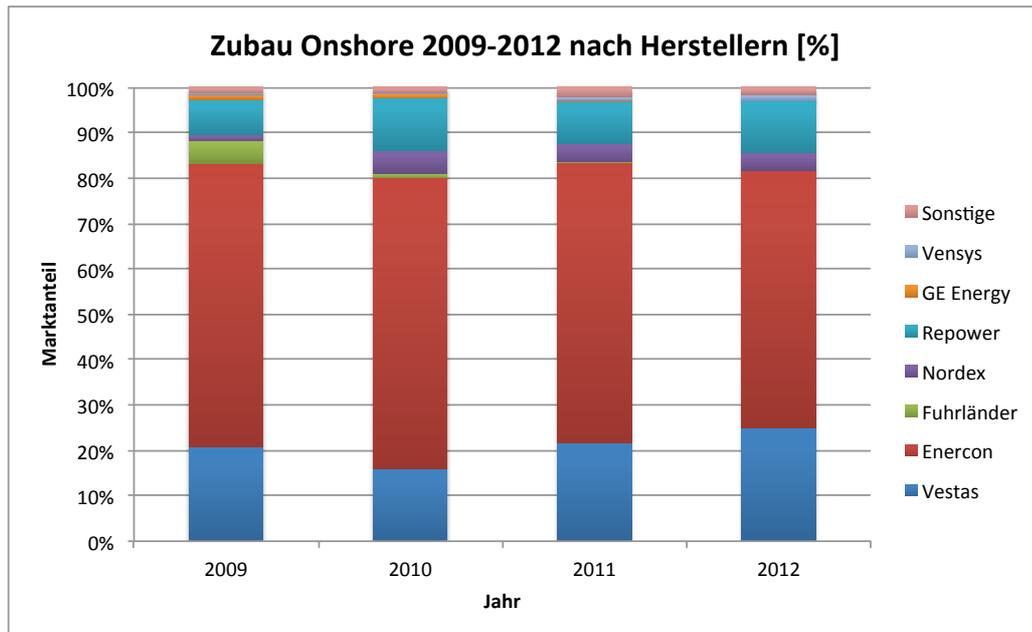


Abb. 6-20 Marktanteile der Hersteller am deutschen Onshore-Zubau 2009-2012

Quelle: Eigene Darstellung nach Fraunhofer IWES (2013a)

Wie einleitend beschrieben, wurde zur Bestimmung gegenwärtiger Marktanteile verschiedener Technologien eine Zuordnung der Anlagen aller Hersteller zu den in dieser Studie differenzierten WEA-Klassen vorgenommen. Dabei wurden alle in den Jahren 2009-2012 zugebauten Anlagentypen berücksichtigt. Tab. 6-11 zeigt exemplarisch das Ergebnis dieser Zuordnung für das Jahr 2012. Es ist erkennbar, dass die meisten Hersteller nur einen Generatortyp nutzen, während nur Vestas im Jahr 2012 sowohl WEA mit Asynchron- als auch mit permanent erregten Synchron-Generatoren verkaufte.

Aus der Verknüpfung der Hersteller-Marktanteile mit den Angaben zu den durch die Hersteller verwendeten Generatortypen ergibt sich das in Abb. 6-21 dargestellte Bild der Marktentwicklung verschiedener WEA-Klassen in den vergangenen Jahren. Diese Marktanteile stellen die Basis der Roadmap-Entwicklung in Kapitel 6.2.3 dar.

Tab. 6-11 Onshore-Zubau 2012 nach Generatortypen der verschiedenen Hersteller

Anteil 2012	AG	SG-E-DD	SG-PM-HS	SG-PM-MS	SG-PM-DD
	Asynchron-generator doppelt gespeist	Synchron elektrisch erregt, direkt	Synchron permanent erregt, high speed	Synchron permanent erregt, middle speed	Synchron permanent erregt, direkt
%					
Enercon		100			
Vestas	12		88		
REpower	100				
Nordex	100				
Siemens					100
Vensys					100
Kenersys		100			
Gamesa	100				

Quelle: eigene Berechnung nach Fraunhofer IWES (2013a)

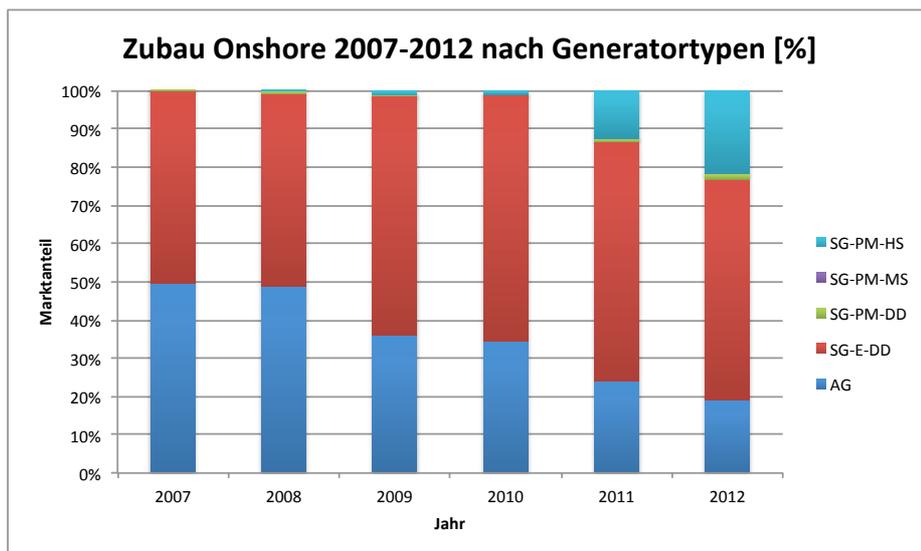


Abb. 6-21 Marktanteile der verschiedenen Technologien am deutschen Onshore-Zubau 2007-2012

Quelle: eigene Berechnung nach Fraunhofer IWES (2013a)

In die Darstellungen wurden auch die Jahre 2007 und 2008 mit einbezogen, um die Entwicklungstrends der letzten Jahre zu verdeutlichen: So ist seit 2007 ein deutlicher Rückgang des Einsatzes von Asynchrongeneratoren bei neu installierten WEA von ursprünglich 50 % auf 19 % in 2012 zu erkennen. Während dieser Verlust von Marktanteilen zunächst bis 2010 zu Gunsten von elektrisch erregten Synchrongeneratoren erfolgte, stagniert auch deren Anteil, seit sich ab dem Jahr 2011 permanent-erregte Synchrongeneratoren auf dem deutschen Onshore-Markt etabliert haben. Der Anteil von PM-Schnellläufern stieg in 2012 bereits auf knapp 22 % des gesamten Zubaus an. Der Anteil aller PM-Generatoren (Direktantrieb und Schnellläufer) lag in 2012 sogar knapp über 23 %. „Middle speed“ PM-Generatoren werden onshore bisher nicht eingesetzt.

Die schon heute erhebliche Bedeutung von PM-Generatoren ist insbesondere auf den Hersteller Vestas zurückzuführen: Während Vestas einerseits seine Marktanteile in den letzten Jahren steigern konnte, hat sich andererseits der Technologiemit der von Vestas neu installierten Anlagen deutlich verändert. Während durch Vestas in Deutschland bis 2010 ausschließlich WEA mit Asynchrongeneratoren errichtet wurden, werden seit 2011 überwiegend die mit PM-Schnellläufern ausgestatteten Modelle V90/2 Gridstreamer und V112/3 installiert. Dieser Trend ist auch in der jüngsten Vergangenheit ungebrochen: Die im Januar und Februar 2013 durch Vestas bereits neu errichteten Anlagen (19 MW) verfügen ausschließlich über PM-Generatoren (Fraunhofer IWES 2013a; Vestas Wind Systems 2013a, 2013b).

Offshore

Abgesehen von einzelnen Nearshore-Versuchsanlagen wurden in der deutschen Nord- und Ostsee bislang erst drei Offshore-Windparks vollständig oder teilweise realisiert: EnBW Baltic 1 (Ostsee), BARD Offshore 1 und alpha ventus (beide Nordsee). Den schrittweisen Zubau der Windparks in den Jahren 2009 bis 2012 zeigt Tab. 6-12.

Tab. 6-12 Zubau der deutschen Offshore-Windparks 2009-2012 (Errichtungsjahre)

Windpark	2009	2010	2011	2012	Anlagentypen
	MW				
Offshore gesamt	60	108	35	105	
BARD Offshore 1	0	60	35	105	BARD 5.0 (AG)
EnBW Baltic 1	0	48	0	0	Siemens SWT 2.3-93 (AG)
alpha ventus	60	0	0	0	50 % Areva M5000 (SG-PM-MS), 50 % Repower 5M (AG)

Quelle: BARD (2013); DOTI (2013); EnBW (2013); Fraunhofer IWES (2013b)

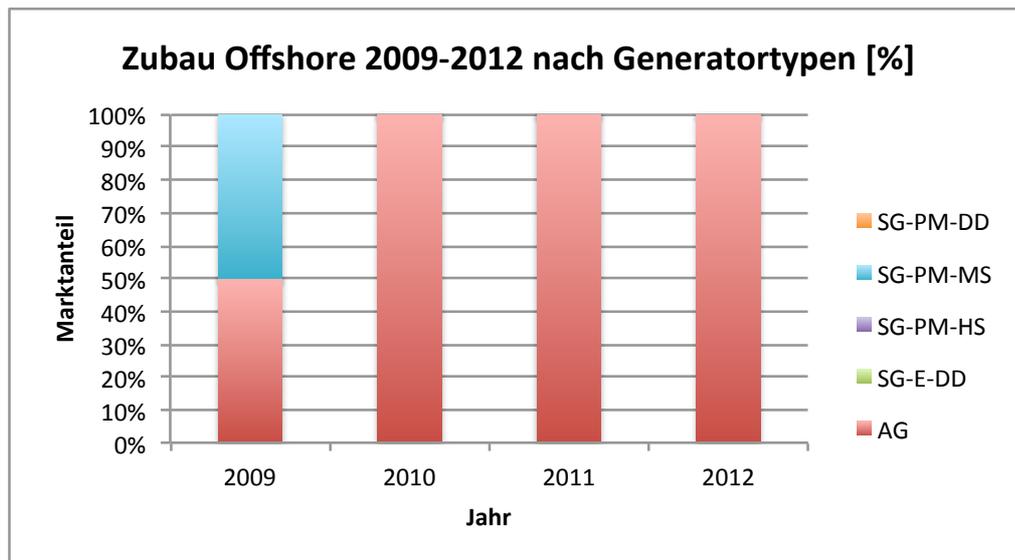


Abb. 6-22 Marktanteile der verschiedenen Technologien am deutschen Offshore-Zubau 2009-2012

Aus dem Zubau und den verwendeten Anlagentypen lassen sich über den Betrachtungszeitraum die jährlichen Marktanteile der verschiedenen Generator-Typen ableiten (siehe Abb. 6-22). Abgesehen von sechs Anlagen des Typs Areva M5000 (alpha ventus, Errichtungsjahr

2009) wurden demnach in den deutschen Offshore-Windparks bislang ausschließlich Asynchronengeneratoren installiert.

6.2.2 Abschätzung einer möglichen Technologieentwicklung für 2025 und 2050

In diesem Kapitel werden ausgehend vom derzeitigen Entwicklungsstand mögliche technologische Fortschritte dargestellt. Identifizierte relevante Konzepte gehen in die Roadmapentwicklung ein und werden in Kapitel 7 erneut aufgegriffen, um ihren Einfluss auf den Einsatz kritischer Rohstoffe zu bestimmen.

Die durchschnittliche Anlagenleistung von WEA hat sich seit 1990 mehr als verzwölffacht. Mit einer stetigen Fortentwicklung der Technik konnte die Nennleistung der Anlagen von anfangs 100 Kilowatt auf 5 Megawatt gesteigert werden. Die durchschnittliche Nennleistung neu installierter Anlagen liegt heute bei etwa 2300 Kilowatt – bei einem Rotordurchmesser von über 80 und einer Nabenhöhe von etwa 110 Metern (siehe Abb. 6-23). Nach Fraunhofer (IWES 2013b) ist seit dem Jahr 2010 ein stark steigender Anteil an Onshore-WEA mit einer Leistung von 3-5 MW zu erkennen, weshalb auch zukünftig mit einer steigenden Bedeutung von Anlagen dieser Leistungsklasse zu rechnen ist.

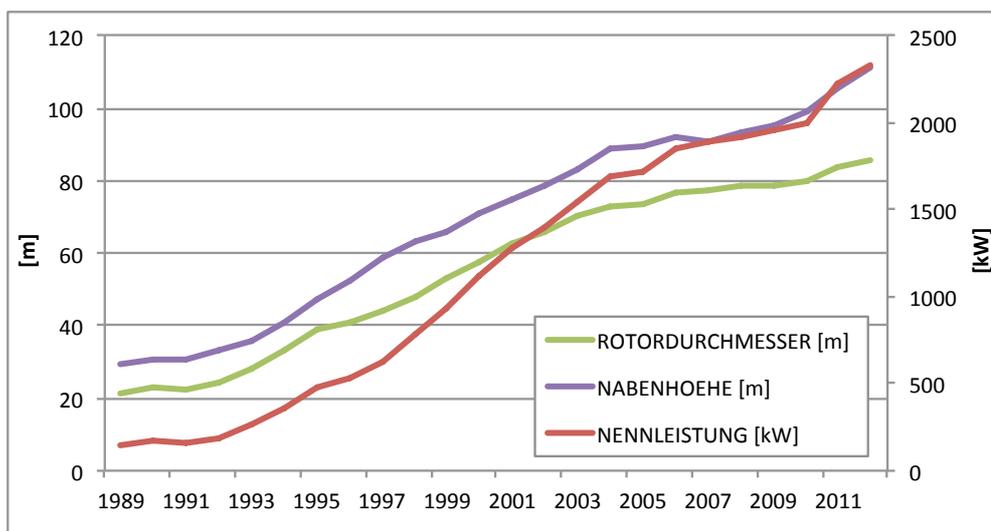


Abb. 6-23 Größenentwicklung der Windenergieanlagen Onshore

Quelle: eigene Darstellung nach Fraunhofer (IWES 2013b)

Betrachtet man die steigende Nennleistung der Anlagen, sind weitere technologische Fortschritte absehbar: Eine höhere Leistung erfordert auch eine größere Rotorfläche. Weil die Blattspitzengeschwindigkeit dabei durch die Schallgeschwindigkeit limitiert ist, wächst das Antriebsmoment überproportional zur Nennleistung. Bei leistungsstarken Anlagen führt dies zu einer entsprechend hohen Belastung der Zahnräder im Getriebe (Götschmann 2008). Einen Ausweg bieten direktangetriebene Anlagen, deren höheres Gondelgewicht jedoch bereits bei heutigen Anlagen der 6 MW-Klasse hohe Anforderungen an die Traglasten der Installationskräne stellt. Für den Offshore-Ausbau kommt begrenzend hinzu, dass bislang kaum Kranschiffe zur Verfügung stehen, die überhaupt auf derartige Lasten ausgelegt sind. Daher ist davon auszugehen, dass sich das Gondelgewicht bezogen auf die Nennleistung zukünftig reduzieren wird.

Dies lässt sich entweder durch die Einführung neuer oder durch die Optimierung bestehender Generator- bzw. Antriebskonzepte erreichen. Auf beide Möglichkeiten wird im Folgenden eingegangen.

6.2.2.1 Neue Generatorenkonzepte

HTS-Generatoren

In Zukunft könnten neben den bewährten Generatorkonzepten auch elektrisch erregte Synchrongeneratoren eingesetzt werden, in denen keramische Hochtemperatursupraleiter (engl. high temperature superconductor, *HTS*) das Kupfer in den Rotorwindungen teilweise ersetzen. HTS-Materialien weisen einen vielfach geringeren elektrischen Widerstand als Kupfer auf und tragen so zu einer erhöhten Feldstärke der Elektromagneten bei. So werden Multi-megawattanlagen ermöglicht, die deutlich geringere Generatorgewichte und -volumen aufweisen als derzeit übliche direktangetriebene Synchrongeneratoren: Im Vergleich mit einer permanent erregten 10-MW-Windturbine werden beim Generatorgewicht bis zu 50 % eingespart (Maples et al. 2010) und deutlich geringere Mengen an Metallen Seltener Erden benötigt (siehe hierzu auch Kapitel 7.2.2.2).

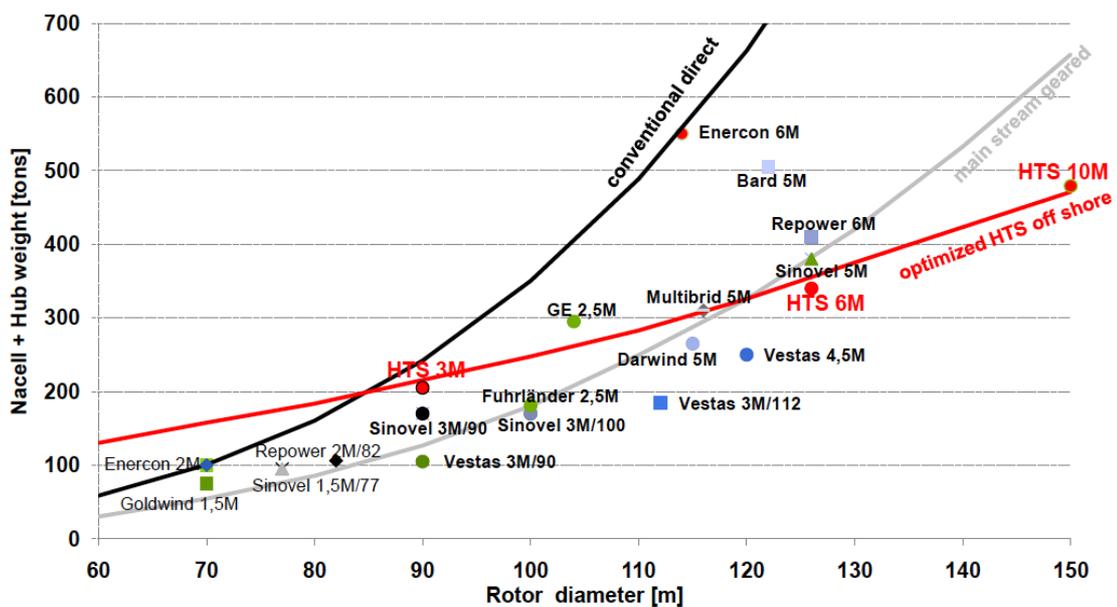


Abb. 6-24 Entwicklung der Kopfmasse von Windturbinen

Quelle: Thieme (2010)

Nach heutigem Wissensstand könnten Turbinen mit HTS-Generatoren vor allem Offshore an Bedeutung gewinnen. Hier wird eine geringe Gondelmasse der Anlage angestrebt (siehe Abb. 6-24), um Errichtungs- und Wartungskosten zu minimieren. HTS-Generatoren haben jedoch keine Marktreife, denn bisher sind lediglich Designs für Prototypen fertiggestellt (James Quilter 2012). Während im Windenergiereport des Fraunhofer IWES (Fraunhofer IWES 2013b) HTS-Turbinen bis 2050 keine Rolle am Markt spielen, gehen andere Akteure davon aus, dass ab 2020 die ersten HTS Mitbewerber zumindest auf den Offshore-Markt vorstoßen (Jensen et al. 2010). Maßgebliche Faktoren für eine erfolgreiche Markteinführung sind demnach neben den Entwicklungen im Bereich der Synchrongeneratoren (als Hauptkonkurrent im Offshore-Markt) eine weiter positive Preisentwicklung bei HTS-Materialien

selbst sowie verbesserte Wirkungsgrade und erhöhte Zuverlässigkeit der Anlagen insgesamt.

Um mögliche Marktentwicklungen der HTS-Technologie besser abbilden zu können, hat das Wuppertal Institut eine Expertenbefragung durchgeführt. Hierfür wurden zwölf Akteure aus Wissenschaft, Wirtschaft und Technik befragt, wovon neun Personen antworteten. Die Fragen betrafen die Marktreife der Technologie, die zu bewältigenden Herausforderungen für eine Marktintegration sowie den spezifischen Bedarf Seltener Erden. Die Ergebnisse der Befragung mit Bezug auf Markteintritt und -entwicklung sind in Tab. 6-13 dargestellt. Weitere Teilergebnisse zum Rohstoffbedarf der HTS-Technologie werden in Kapitel 7 aufgegriffen.

Tab. 6-13 Ergebnisse der Expertenbefragung zur Marktentwicklung der HTS-Technologie für WEA

Fragen	Antworten	Zahl der Nennungen (9 Teilnehmer)
Sind HTS-Marktanteile von 20 % in 2030 und 32 % in 2050 realisierbar bzw. welcher Marktanteil würden Sie prognostizieren?	keine Angabe bzw. keine Prognose	7
	Realisierbar	1
	Nicht realisierbar	1
Welche Herausforderungen müssen bewältigt werden, um die Marktreife der HTS Technologie zu ermöglichen?	Produktionskapazitäten des HTS Materials	5
	Kosten des HTS Materials	5
	Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit der Kryotechnik	4
	Keine technischen Probleme zu erwarten	2
	Andere Herausforderungen (Genannt wurde unter anderem: Reduzierung von AC-Verlusten im Generator, Entwicklung von Gesamtkonzepten, erfolgreich umgesetzte Demonstrationsanlagen)	-

Da viele der Befragten keine konkreten Angaben zur Marktentwicklung machten und ökonomische Faktoren wie Materialkosten von mehreren Teilnehmern explizit als Herausforderungen identifiziert wurden, kann die Frage der Marktrealisierung nicht abschließend geklärt werden. Bei der Definition der Roadmaps (siehe Kapitel 6.2.3), wird daher in einer Sensitivitätsanalyse ein zusätzliches Szenario mit signifikanten HTS-Anteilen berücksichtigt.

Reluktanzgeneratoren

Neben HTS-Generatoren könnten außerdem sogenannte *Synchron-Reluktanzgeneratoren* langfristig auf dem Windmarkt eine Rolle spielen (Hasanien und Aldurra 2012). Diese Generatortypen benötigen keine Seltenen Erden und weisen gegenüber Asynchrongeneratoren einen besseren Wirkungsgrad und geringere Wärmeverluste auf. Da das Drehmoment bei dieser Art von Maschinen nicht durch die Lorentzkraft erzeugt wird und somit nicht von Drehgeschwindigkeit und Generatorvolumen abhängig ist, sondern durch die Reluktanzkraft hervorgerufen wird, könnten sich diese Generatortypen insbesondere für große Leistungsklassen eignen. Zur Marktreife lassen sich jedoch zum jetzigen Zeitpunkt keine genauen Angaben machen, weshalb diese Technologie hier nicht weiter berücksichtigt wird.

6.2.2.2 Optimierung bestehender Antriebstränge

Neben neuartigen Generatorkonzepten werden bestehende Systeme beständig optimiert. Dabei stehen Gewichts- und Kostenreduzierungen sowie eine möglichst geringe Wartungs-

anfälligkeit im Vordergrund. So lassen sich beispielsweise durch den Einsatz von Gleichstromgeneratoren mit *active stator* Technologie bis zu 25 % des Gewichts eines PM einsparen (Converteam 2010) und durch Einsatz von Transversalflussmaschinen mit Permanentenerregung in Sammlerordnung das Maschinengewicht deutlich reduzieren (Götschmann 2008). Die Entwickler des *NewGen* Konzeptes, bei dem das Lager eines Synchrongenerators mit Permanentmagnet (PMSG) an der Außenseite des Rotors in direkter Nachbarschaft des Luftspaltes installiert ist, versprechen sogar Gewichtsreduzierungen von 50 - 80 % im Vergleich zu einem konventionellen PMSG gleicher Klasse (Engström und Parkegren 2011).

Speziell im Offshore-Bereich könnten sich außerdem langfristig Hybrid-Lösungen durchsetzen, die nach dem heutigen Stand der Technik geringere Getriebekosten und eine höhere Zuverlässigkeit aufweisen als elektrisch erregte Asynchronmaschinen. Gegenüber direktgetriebenen Synchrongeneratoren wiederum fallen ihre Generatorkosten sowie das Gondelgewicht und damit die Installationskosten auf See geringer aus (Chen und Pollinder 2009). Mögliche Gewichtsreduzierungen werden in Kapitel 7 bei der Bestimmung des spezifischen Rohstoffbedarfs für die Stützjahre 2025 und 2050 berücksichtigt.

6.2.3 Technologie-Roadmap Deutschland bis 2050

6.2.3.1 Szenarioentwicklung und Grundannahmen

Ausgehend von den zuvor in Kapitel 6.2.1.2 hergeleiteten heutigen Marktanteilen werden im Folgenden Roadmaps definiert, die mögliche Entwicklungen der Anteile verschiedener Windkraft-Technologien am deutschlandweiten Zubau bis 2050 beschreiben. Der deutsche On- und Offshoremarkt wird hierbei getrennt betrachtet.

Auf Grund der hohen Unsicherheiten, die sich aus möglichen Bandbreiten der Entwicklung von technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen ergeben, werden bei der Entwicklung der Roadmaps drei verschiedene Szenarien berücksichtigt:

- *Szenario „Kontinuität“*: Stagnation des Trends zu höheren Anlagen-Nennleistungen und geringe Dynamik in der Veränderung von Technologie-Marktanteilen
- *Szenario „Upscaling“*: Fortsetzung des Trends zu Großanlagen, verstärkter Technologiewechsel zu PM-Generatoren
- *Szenario „HTS“*: Fortsetzung des Trends zu Großanlagen, aber mit Markteintritt von HTS-Generatoren ab 2020

Für alle drei Varianten werden zunächst szenario-übergreifende Annahmen getroffen: Neben der gegenwärtigen Marktverteilung wird für alle Szenarien auch ein identisches Bild des Offshore-Marktes in 2020 gezeichnet. Dies lässt sich damit begründen, dass Offshore-Windparks im Vergleich zur Onshore-Windkraft eine verhältnismäßig lange Realisierungsphase durchlaufen. Dies führt dazu, dass für diejenigen Offshore-Windparks, die bis zum Jahr 2020 voraussichtlich in Betrieb gehen werden, bereits heute der geplante Standort, die zu installierende Leistung und der vorgesehene Anlagentyp weitgehend bekannt sind. Die Bestimmung der Offshore-Marktanteile in 2020 erfolgt deshalb auf Grundlage aller bekannten Offshore-Projekte in der deutschen Nord- und Ostsee, für die zumindest eine Baugenehmigung erteilt wurde oder die sich bereits in der Planungs- oder Bauphase befinden. Aus der zu installierenden Leistung dieser Projekte nach geplanten WEA-Klassen wird dann der

Marktanteil der verschiedenen Technologien abgeleitet (siehe Tab. 6-14). Es wird hierbei vereinfachend davon ausgegangen, dass alle vorgenannten Windparks genau im Jahr 2020 installiert werden, obwohl tatsächlich für einen Teil der Anlagen eine frühere Inbetriebnahme zu erwarten ist.

Tab. 6-14 Angenommener Zubau der deutschen Offshore-Windparks in 2020 nach Technologien

Anlagentyp	Kurzbezeichnung	Marktanteil Offshore 2020
		%
Asynchrongenerator	AG	58,2
Permanent erregter Synchrongenerator, middle speed	SG-PM-MS	34,2
Permanent erregter Synchrongenerator, high speed	SG-PM-HS	2,9
Permanent erregter Synchrongenerator, getriebelos	SG-PM-DD	4,7

Quelle: eigene Berechnung auf Grundlage von IWR und Stiftung Offshore-Windenergie (2013)

Abgesehen von den zuvor beschriebenen szenario-übergreifenden Festlegungen werden für die weiteren Marktanteile der WEA-Klassen (Onshore 2020-2050 und Offshore 2030-3050) je nach Szenario unterschiedliche Annahmen getroffen. Diese beruhen auf Überlegungen zu möglichen Entwicklungen der folgenden zwei Parameter:

- Entwicklung von Marktanteilen der wichtigsten heutigen Hersteller auf dem deutschen WEA-Markt (On-/Offshore) unter bestimmten Rahmenbedingungen
- Zu erwartendes Produkt-Portfolio der wichtigsten Hersteller auf dem deutschen Markt

Vereinfachend wird hierbei angenommen, dass im Betrachtungszeitraum keine neuen Hersteller in den deutschen WEA-Markt eintreten. Dies wäre natürlich ebenso denkbar, hätte aber nicht zwingend Auswirkungen auf die im Folgenden abgeleiteten Entwicklungen der Marktanteile verschiedener Technologien. Die Annahme, dass nur wenige Hersteller Zugang zum deutschen WEA-Markt haben, entspricht dem bereits zuvor erwähnten Trend zur Festigung des Angebotsoligopols. Dieser kann gerade im Offshore-Bereich mit den dort bestehenden besonderen Herausforderungen (hoher technischer Aufwand und hohe Investitionskosten) begründet werden, die nur durch wenige Schlüsselakteure unter den Vertretern der Energiewirtschaft, der Hersteller und Investoren zu bewältigen sind.

Die zugrunde gelegten spezifischen Annahmen werden in den folgenden Kapiteln für jedes der drei Szenarien beschrieben.

6.2.3.2 Szenario „Kontinuität“

Im Szenario „Kontinuität“ schwächt sich der Trend zu Anlagen mit immer höheren Nennleistungen ab. Mögliche Ursache für eine solche Entwicklung könnte sein, dass die oben geschilderten technischen Probleme wie Gondelgewicht oder extreme Drehmomente bei steigender Nennleistung zukünftig nicht zufriedenstellend gelöst werden können. Es wird dabei im Einzelnen von folgenden Entwicklungen der On- und Offshore-Windkraft in Deutschland ausgegangen:

Onshore

Die Entwicklung hin zu höheren Anlagennennleistungen wird für Onshore-WEA durch verschiedene Faktoren begrenzt:

Rechtlich verbindliche Höhenbegrenzungen können sich onshore aus Festsetzungen in Bauungs- und Flächennutzungsplänen ergeben. Regelungszweck ist es hierbei, nachteilige Auswirkungen großer Anlagen (Schattenwurf, optische Beeinträchtigung des Landschaftsbildes) zu begrenzen (Repowering InfoBörse 2011). Unabhängig hiervon sind die Flächen für große Windparks, die einen wirtschaftlichen Betrieb großer Einzelanlagen ermöglichen, durch Besiedelung und die lokalen Windverhältnisse (vor allem hohe Windrauhigkeit durch Gebäude und Wälder) begrenzt.

Die vorgenannten Einschränkungen sprechen für einen weitgehenden Erhalt der dezentralen Struktur der Onshore-Windkraftnutzung in Deutschland und stützen die im Szenario „Kontinuität“ getroffene Annahme, dass sich die Dynamik des Anstiegs der Anlagenleistungen an Land zukünftig abschwächen wird. Hinsichtlich der Generatortypen im zukünftigen Onshore-Windmarkt ergeben sich hieraus die folgenden Erwartungen für das Szenario:

Weil sich die technischen Anforderungen an die WEA nicht maßgeblich ändern, lastet ein vergleichsweise geringer Innovationsdruck auf den Herstellern. Heute bereits etablierte Marktteilnehmer und Technologien können ihre Marktposition weitgehend verteidigen. Dies gilt insbesondere für die heute marktführenden elektrisch erregten Synchrongeneratoren (SG-E-DD). Asynchrongeneratoren verlieren dagegen in Fortführung des Trends der letzten zwei Jahre (wenn auch mit verlangsamtem Tempo) Marktanteile an SG-PM-Schnellläufer.

Letztgenannte können ihre Marktstellung auch deshalb langsam ausbauen, weil die Wartungsanfälligkeit von Turbinen mit Getriebe im Gegensatz zu Offshore-Anlagen verhältnismäßig unproblematisch ist und bereits im Jahr 2020 langjährige Erfahrungen mit dem Betrieb dieser Anlagen an Land bestehen.

Dennoch könnte die Wartungsarmut von SG-PM-Generatoren mit Kompaktgetrieben auch onshore einen gewissen Wettbewerbsvorteil bedeuten. Da bisher in Deutschland kein Hersteller entsprechende Anlagen verkauft oder entwickelt, wird aber davon ausgegangen, dass sich SG-PM-MS ab 2030 nur eine Marktnische erobert. (Annahme: Bisher nur für den Offshore-Markt vorgesehene Anlagen – z. B. von Areva oder Vestas – werden ab 2030 auch für den Onshore-Einsatz angeboten.) Die Vorteile von getriebelosen SG-PM-Generatoren zeigen sich vor allem bei großen (Offshore)-Anlagen, weshalb diese Anlagenklasse in der Onshore-Roadmap dieses Szenarios nicht berücksichtigt wird.

Die Onshore-Roadmap des Szenarios „Kontinuität“ wird zusammenfassend in Abb. 6-25 und Tab. 6-15 dargestellt.

Tab. 6-15 Szenario „Kontinuität“: Entwicklung der Anteile verschiedener WEA-Klassen am Onshore-Zubau in Deutschland bis 2050

WEA-Klasse	Kurzbezeichnung	2009	2010	2011	2012	2020	2030	2040	2050
		%							
Synchron permanent erregt, direkt	SG-PM-DD			1	1				
Synchron permanent erregt, middle speed	SG-PM-MS						3	4	5
Synchron permanent erregt, high speed	SG-PM-HS	1	1	13	22	27	28	30	30
Synchron elektrisch erregt, direkt	SG-E-DD	62	64	62	58	56	55	54	53
Asynchrongenerator doppelt gespeist	AG	36	34	24	19	17	14	12	12

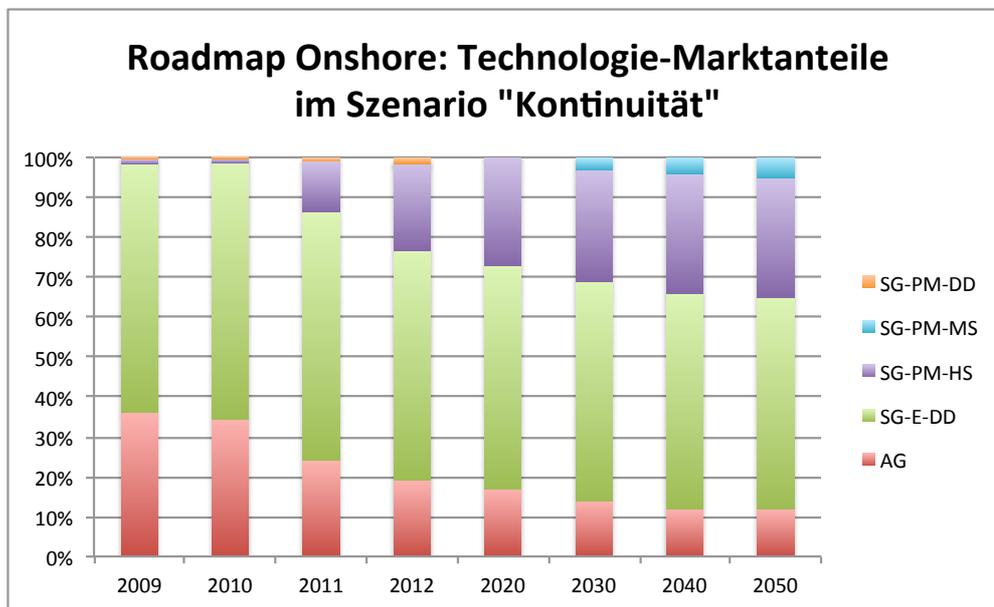


Abb. 6-25 Szenario „Kontinuität“: Entwicklung der Anteile verschiedener WEA-Klassen am Onshore-Zubau in Deutschland bis 2050

Offshore

Technische Schwierigkeiten, die sich insbesondere für die Offshore-Windenergie aus einer weiteren Steigerung der Anlagennennleistungen ergeben, sind bereits in Kapitel 6.2.2 beschrieben worden.

Auch für die Offshore-WEA wird im Szenario Kontinuität von einem niedrigen Innovationsdruck und wenig Dynamik in der Entwicklung bisheriger Marktanteile ausgegangen.

WEA mit Synchronmaschinen weisen eine leichtere Gondel auf als WEA mit Asynchronmaschinen und können somit prinzipiell bei leichteren Türmen die gleiche Leistung erzielen. Das Getriebe bei Asynchronmaschinen ist weiterhin eine wartungsintensive Komponente. Aus dieser Grundüberlegung heraus lässt sich jedoch nicht ableiten, dass sich die Synchronmaschinen zukünftig zwangsläufig durchsetzen werden. Der Materialeinsparung stehen höhere Generatorkosten und volatile Preise für Rohstoffe, die in Synchronmaschinen benötigt werden (z. B. Neodym bei permanent erregten Generatoren), gegenüber. Auch techni-

sche Probleme (Netzstabilität durch Frequenzumrichtung, Dimensionierung der Generatoren, konstante Drehzahlregelung) sind zu berücksichtigen.

Trotz des oft als Argument gegen den Einsatz von Turbinen mit Getriebe angeführten Arguments des hohen Wartungsaufwandes erreichen Asynchrongeneratoren in 2020 nach den Annahmen aus Kapitel 6.2.3 noch einen Marktanteil von 58 % und sind damit zu diesem Zeitpunkt offshore noch deutlicher Marktführer. In diesem Szenario wird deshalb davon ausgegangen, dass Asynchrongeneratoren auch über 2020 weiterhin dominieren und nur geringfügig an Bedeutung verlieren.

Die bereits bis 2020 in verschiedenen Offshore-Projekten gesammelten Erfahrungen mit permanent erregten Synchrongeneratoren (insbesondere PM-MS) führen hier auch in den folgenden Jahrzehnten zu weiterhin relevanten Marktanteilen, die bis 2050 langsam auf 50 % ansteigen. Da sich die Vorteile von direkt angetriebenen PM-Generatoren vor allem bei großen Offshore-Anlagen zeigen, ist in diesem Szenario das Verhältnis innerhalb der Gruppe permanent erregter Synchrongeneratoren stärker zu PM-MS verschoben als im nachfolgend beschriebenen Szenario „Upscaling“. (Dort finden sich auch weitere Erläuterungen zum Verhältnis der PM-Marktanteile untereinander, weil PM-Generatoren im Szenario „Upscaling“ die bedeutendsten Anteile am gesamten Offshore-Markt aufweisen.)

Weil Enercon als einziger in Deutschland aktiver Hersteller elektrisch erregter Synchrongeneratoren derzeit keinen Offshore-Einsatz plant, ist diese Technologie nicht Bestandteil des Szenarios.

Die Offshore-Roadmap des Szenarios „Kontinuität“ wird zusammenfassend in Abb. 6-26 und Tab. 6-16 dargestellt.

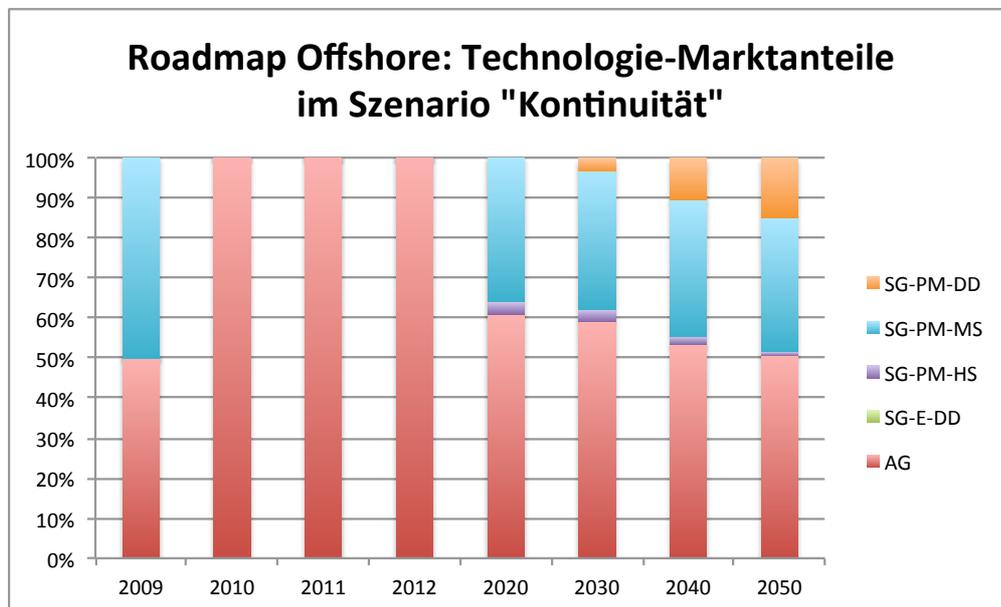


Abb. 6-26 Szenario „Kontinuität“: Entwicklung der Anteile verschiedener WEA-Klassen am Offshore-Zubau in Deutschland bis 2050

Tab. 6-16 Szenario „Kontinuität“: Entwicklung der Anteile verschiedener WEA-Klassen am Offshore-Zubau in Deutschland bis 2050

WEA-Klasse	Kurzbezeichnung	2009	2010	2011	2012	2020	2030	2040	2050
		%							
Synchron permanent erregt, direkt	SG-PM-DD						3	11	15
Synchron permanent erregt, middle speed	SG-PM-MS	50				36	35	34	34
Synchron permanent erregt, high speed	SG-PM-HS					3	3	2	1
Synchron elektrisch erregt, direkt	SG-E-DD								
Asynchrongenerator doppelt gespeist	AG	50	100	100	100	61	59	54	51

6.2.3.3 Szenario „Upscaling“

Die Windgeschwindigkeit geht mit der dritten Potenz in die Leistung der WEA ein, das heißt bei einer Verdopplung der Windgeschwindigkeit verachtfacht sich die Leistung. Eine Verdopplung des Rotordurchmessers führt zu einer Vervierfachung der Leistung. Entsprechend dieser Gesetzmäßigkeiten können spezifischer Materialbedarf und Kosten von WEA durch größere Nabenhöhen (Windgeschwindigkeit nimmt mit Nabenhöhe zu) und Rotordurchmesser erheblich gesenkt werden.

Eine solche Entwicklung beschreibt das Szenario „Upscaling“. Der Trend zu Großanlagen der 10-MW-Klasse verstärkt dabei die Problematik hoher Gondelgewichte und führt zu einem Technologiewechsel in Richtung PM-Turbinen.

Onshore

Beim Szenario „Kontinuität“ wurde bereits dargestellt, dass verschiedene Faktoren einem Anstieg der Nennleistung von Onshore-WEA entgegen stehen. Dennoch wird für das Szenario „Upscaling“ davon ausgegangen, dass insbesondere die ökonomischen und rechtlichen Hindernisse überwunden und Großanlagen (> 5 MW) zukünftig auch Onshore zur Anwendung kommen werden.

Auch wenn die Vorteile von PM-Generatoren an Land weniger entscheidend sind als auf See, können auch Onshore-WEA von geringeren Gondelgewichten durch PM-Generatoren profitieren. Die Auswertung der aktuellen Onshore-Marktentwicklung hat dabei gezeigt, dass PM-Generatoren sich innerhalb von nur zwei Jahren bereits auf dem Markt etablieren konnten und in 2012 einen Anteil von 23 % am Zubau erreichten. Allein die Umstellung der Produktpalette wichtiger Hersteller auf PM-Generatoren kann zudem weitere Steigerungen dieser Anteile hervorrufen, weil die Technologie potenziell allein aus Verfügbarkeitsgründen eher auch an Standorten genutzt werden wird, an denen sie aus technischer Perspektive nicht das Optimum darstellen würde.

Im Szenario „Upscaling“ profitieren zunächst insbesondere Anbieter von PM-Schnellläufern, die gemäß des Trends aus 2011 und 2012 ihre Marktanteile weiter ausbauen können. Bei weiter steigenden Anlagengrößen wird dann zur Begrenzung von Antriebsdrehmomenten

auch Onshore die Etablierung von SG-PM-DD erwartet. Entsprechende Anlagen sind bereits heute verfügbar.

Das Fehlen eines Anbieters für SG-PM-MS auf dem (heutigen) deutschen Onshore-Markt hat wie schon im Szenario „Kontinuität“ zur Folge, dass entsprechende Anlagen auch zukünftig nur eine untergeordnete Rolle spielen werden.

Das vergleichsweise hohe Gewicht des Maschinenhauses von Asynchrongeneratoren und elektrisch erregten Synchrongeneratoren wirkt sich bei steigender Nennleistung der Onshore-WEA nachteilig aus, weshalb die Hersteller dieser Generatoren im Szenario den Trend der letzten Jahre fortsetzen und weiter an Marktanteilen verlieren. In der Summe verfügen diese beiden Generatortypen im Szenario „Upscaling“ in 2050 nur noch über Marktanteile von 6 %.

Die Onshore-Roadmap des Szenarios „Upscaling“ wird zusammenfassend in Abb. 6-27 und Tab. 6-17 dargestellt.

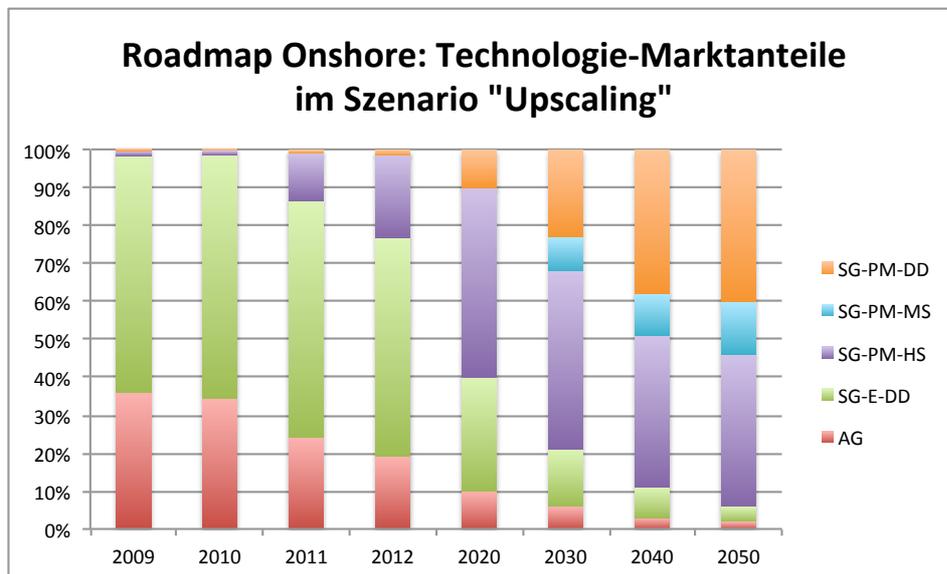


Abb. 6-27 Szenario „Upscaling“: Entwicklung der Anteile verschiedener WEA-Klassen am Onshore-Zubau in Deutschland bis 2050

Tab. 6-17 Szenario „Upscaling“: Entwicklung der Anteile verschiedener WEA-Klassen am Onshore-Zubau in Deutschland bis 2050

WEA-Klasse	Kurzbezeichnung	2009	2010	2011	2012	2020	2030	2040	2050
		%							
Synchron permanent erregt, direkt	SG-PM-DD			1	1	10	23	38	40
Synchron permanent erregt, middle speed	SG-PM-MS						9	11	14
Synchron permanent erregt, high speed	SG-PM-HS	1	1	13	22	50	47	40	40
Synchron elektrisch erregt, direkt	SG-E-DD	62	64	62	58	30	15	8	4
Asynchrongenerator doppelt gespeist	AG	36	34	24	19	10	6	3	2

Offshore

Abweichend von den im Szenario „Kontinuität“ getroffenen Annahmen weisen viele Quellen auf einen erheblichen zukünftigen Leistungszuwachs von Offshore-WEA hin. Diesem Umstand wird im Szenario „Upscaling“ Rechnung getragen.

So wird etwa im „optimistisch-realistischen“ Szenario der Studie NEEDS (New Energy Externalities Developments for Sustainability) (DONG Energy 2008) von der in Tab. 6-18 dargestellten Entwicklung ausgegangen. In der irischen „Wind Energy Roadmap“ (SEAI 2011) wird bei Offshore-WEA von einer noch dynamischeren Entwicklung mit Anlagenleistungen von 20 MW schon in 2022/2024 ausgegangen.

Tab. 6-18 Heutige und zukünftige Offshore-WEA in der EU-NEEDS-Studie

Parameter	Einheit	2005	2025	2050
Leistung	MW	2	12	24
Nabenhöhe	m	60	140	160
Rotordurchmesser	m	80	160	250
Wassertiefe	m	10 – 30	20 – 60	>100

Quelle: DONG Energy (2008:33)

Unter der Annahme, dass die technischen Probleme gelöst werden können, zeigt die Roadmap des Szenarios „Upscaling“ mögliche Auswirkungen einer solchen Entwicklung auf die zukünftigen Marktanteile der verschiedenen Generatortypen auf:

Wie im Szenario „Kontinuität“ wird die Entwicklung der Technologie-Marktanteile erneut ausgehend von der für das Jahr 2020 in Kapitel 6.2.3.1 festgelegten Situation beschrieben.

Insbesondere bei Wassertiefen von 40 m und mehr (einige Szenarien gehen von 100 m aus) und steigender Leistungszahl könnten Asynchronmaschinen an ihre Grenzen stoßen: Es wird deshalb im Szenario „Upscaling“ davon ausgegangen, dass dieser Generatortyp auf Grund der hohen Wartungskosten im Offshore-Bereich und insbesondere auf Grund der technischen und ökonomischen Implikationen steigender Gondelgewichte nach 2020 schnell an Marktanteilen verliert und in 2050 nur noch eine untergeordnete Rolle spielt.

Diese Entwicklung wirkt sich im Szenario zu Gunsten von permanent erregten Synchronmaschinen aus, die je nach Getriebeart unterschiedlich stark profitieren können: Der Nutzung von PM-HS-Generatoren, die auch 2020 nur über einen Marktanteil von 3 % verfügen, könnten den Asynchrongeneratoren vergleichbare Einschränkungen entgegenstehen (Wartungsaufwand sowie hohe Antriebsdrehmomente) Sie spielen deshalb für die weitere Entwicklung im Szenario keine Rolle. Wartungsarme PM-DD- und PM-MS-Generatoren gewinnen dagegen stark an Bedeutung: Die Anbieter dieser Anlagen können ihre Marktanteile ausbauen, Hersteller mit (gegenwärtig) breitem Produktportfolio konzentrieren sich zudem ebenfalls auf PM-Anlagen, wodurch es zu einem massiven Ausbau PM-basierter WEA kommt. Auf diese Weise können Wartungseinsätze verringert und das Gondelgewicht begrenzt werden.

Dabei wird davon ausgegangen, dass hinsichtlich der Marktanteile auch langfristig ein Vorteil von PM-MS gegenüber PM-DD erhalten bleibt. Hierfür können verschiedene Ursachen angeführt werden:

- Mit PM-MS-Generatoren besteht (aus der Perspektive 2020+) im Offshore-Einsatz langjährige Erfahrung seit dem Jahr 2009 (Areva M5000). Über direkt angetriebene PM-Generatoren für den Offshore-Einsatz verfügt nur GE Energy (seit der Übernahme der norwegischen Scanwind, siehe de Vries (2009)), Aktivitäten auf dem deutschen Offshore-Markt seitens GE bestehen aber bislang nicht.
- Im Jahr 2020 verfügen PM-MS-Generatoren bereits über einen Marktanteil von 36 %, während PM-DD-Anlagen zu diesem Zeitpunkt nach heutigem Kenntnisstand noch keinen Zugang zum deutschen Offshore-Markt haben werden.
- PM-MS-Generatoren weisen einen spezifisch geringeren Bedarf an Neodym auf, was ihnen im Fall steigender Neodympreise gegenüber PM-DD einen Vorteil verschafft.
- Obwohl PM-MS-Generatoren über ein (Kompakt)getriebe verfügen, sieht beispielsweise der Hersteller Vestas (der selbst mit der V164 eine 8 MW PM-MS-Anlage entwickelt) für den Offshore-Einsatz keinen Nachteil dieser Technologie gegenüber dem Direktantrieb (Vestas Wind Systems 2012).

Wie schon im Szenario „Kontinuität“ spielen elektrisch erregte Synchrongeneratoren auch hier keine Rolle. Eine Markteinführung wäre hier ohnehin schon deshalb unwahrscheinlich, weil die Gondelgewichte elektrischer Synchronmaschinen deutlich höher ausfallen als bei anderen Typen.

Die Offshore-Roadmap des Szenarios „Upscaling“ wird zusammenfassend in Abb. 6-28 und Tab. 6-19 dargestellt.

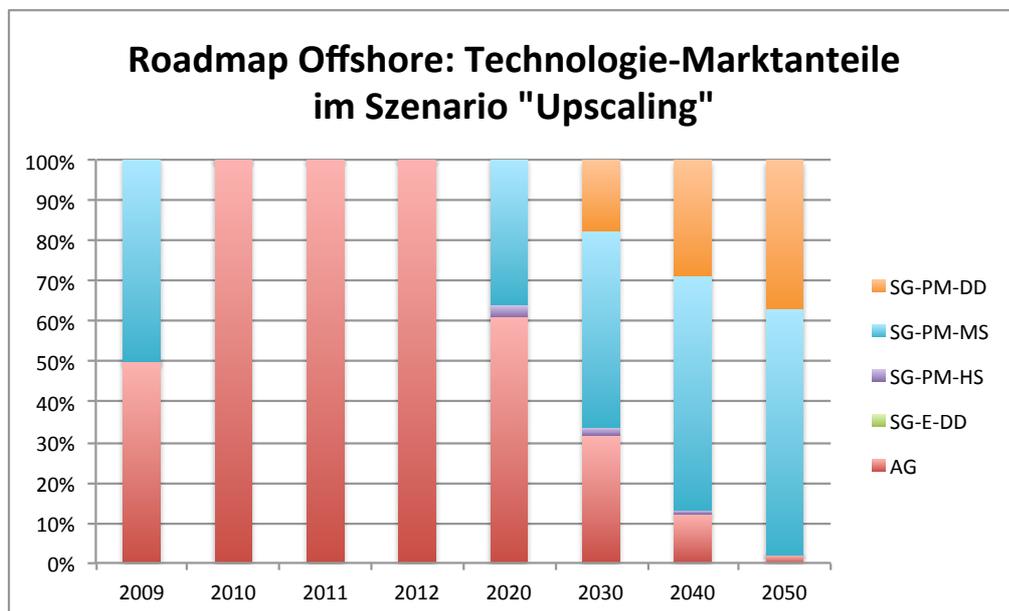


Abb. 6-28 Szenario „Upscaling“: Entwicklung der Anteile verschiedener WEA-Klassen am Offshore-Zubau in Deutschland bis 2050

Tab. 6-19 Szenario „Upscaling“: Entwicklung der Anteile verschiedener WEA-Klassen am Offshore-Zubau in Deutschland bis 2050

WEA-Klasse	Kurzbezeichnung	2009	2010	2011	2012	2020	2030	2040	2050
		%							
Synchron permanent erregt, direkt	SG-PM-DD						18	29	37
Synchron permanent erregt, middle speed	SG-PM-MS	50				36	49	58	61
Synchron permanent erregt, high speed	SG-PM-HS					3	2	1	
Synchron elektrisch erregt, direkt	SG-E-DD								
Asynchrongenerator doppelt gespeist	AG	50	100	100	100	61	32	12	2

6.2.3.4 Szenario HTS

In Kapitel 6.2.2.1 wurde bereits erläutert, dass die Frage der zukünftigen Marktbedeutung von HTS-Generatoren bislang nicht eindeutig beantwortbar ist. Aus diesem Grund wird in einer Sensitivitätsanalyse (basierend auf dem zuvor beschriebenen Szenario „Upscaling“) ein zusätzliches Szenario mit signifikanten HTS-Anteilen untersucht, um hieraus im weiteren Verlauf der Studie die Einsparungen durch den geringeren Bedarf von Metallen Seltener Erden quantifizieren zu können. Als Vorlage hierfür dient die Untersuchung von Abrahamsen und Jensen (2012) in Muyeen (2012), welche 5 GW installierter Leistung aus direktangetriebenen HTS-Windgeneratoren in 2030 für Europa vorsieht (Abb. 6-29).

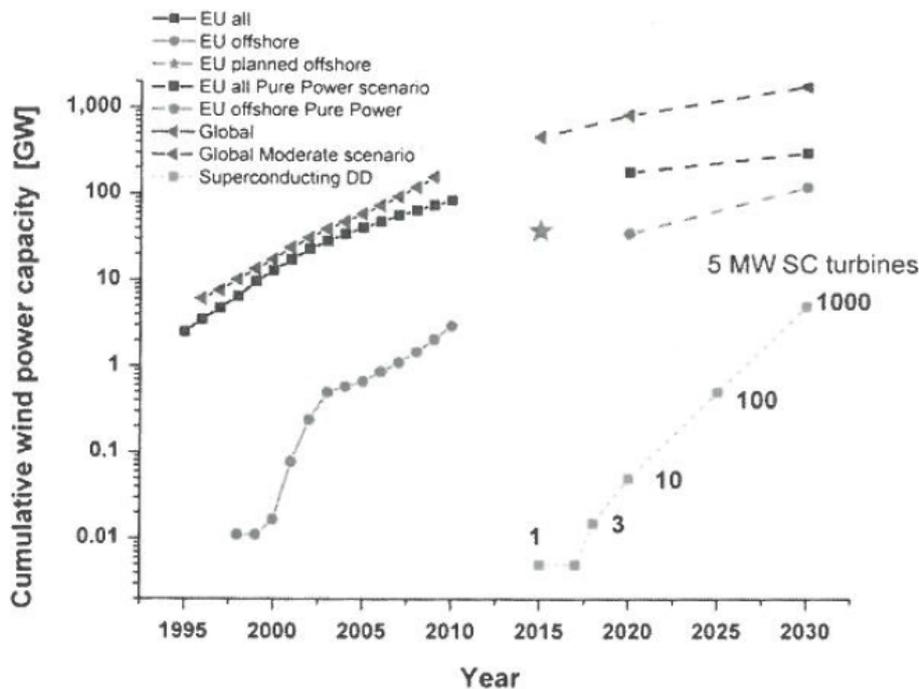


Abb. 6-29 Entwicklung des Zubaus von HTS-Generatoren in Europa

Quelle: Muyeen (2012)

HTS-Generatoren stünden im Falle ihrer Serienreife und ihres Markteintritts in direkter Konkurrenz insbesondere zu getriebelosen SG-PM-Generatoren. Im Szenario „HTS“ sind deshalb die Hersteller-Marktanteile identisch mit dem Szenario „Upscaling“, nur die Anteile von SG-PM-DD-Generatoren werden in der Roadmap zugunsten von HTS-Generatoren mit Direktantrieb (HTS-DD) reduziert.

Für die Erstellung der HTS-Roadmap ist es also erforderlich, aus den Angaben in Muyeen (2012) zur installierten europäischen HTS-Leistung mögliche Marktanteile des Zubaus in Deutschland abzuleiten. Hierbei wird wie folgt vorgegangen:

- Muyeen (2012) enthält zu den europäischen HTS-Kapazitäten lediglich Aussagen bis 2030 (5 GW). In Ermangelung weiterer Quellen wird hier ein weiterer europäischer Ausbau auf 30 GW in 2040 und 70 GW in 2050 angenommen.
- Anschließend wird errechnet, welchem prozentualen Anteil an der zukünftigen installierten WEA-Leistung in Europa die oben genannten HTS-Kapazitäten entsprechen. Hierbei wird der Ausbaupfad des Szenarios A der „EU long term scenarios“ angenommen (Pfluger et al. 2011), der für die EU-27 einen Ausbau auf 579 GW bis 2050 ausweist. Die HTS-Leistung entspricht demnach einem Anteil an der gesamten installierten WEA-Leistung von 1 % in 2030, 5 % in 2040 und 12 % in 2050.
- Es wird dann angenommen, dass der europäische HTS-Anteil an der installierten Leistung auf Deutschland übertragbar ist. Es wird also vereinfachend auch davon ausgegangen, dass sich trotz der günstigen Windverhältnisse in Nord- und Ostsee im Vergleich zum europäischen Durchschnitt kein höheres HTS-Potenzial für Deutschland ergibt. Auf Grundlage der Annahmen zur zukünftigen installierten Wind-Leistung in Deutschland aus FVEE (2010) von 121 GW bis 2050 wird ermittelt, welche installierten HTS-Leistungen sich so für Deutschland ergeben würden: 11 MW in 2020 bis hin zu 14,6 GW in 2050.
- Danach wird ermittelt, welche HTS-Marktanteile erforderlich sind, um die im vorherigen Punkt errechnete installierte HTS-Leistung in Deutschland zu erreichen. Die Berechnungen und Annahmen (Zubau unter Berücksichtigung der Außerbetriebnahme von Altanlagen bei einer Anlagenlebensdauer von 20 Jahren) wurden aus Kapitel 3 übernommen. Der HTS-Zubau wird dabei im Verhältnis des Zubaus an PM-DD-Generatoren im Upscaling-Szenario auf On- und Offshore-Installationen verteilt. Es wird so berücksichtigt, dass HTS in direkter Konkurrenz zu diesem Generatortyp steht.
- Die im vorangegangenen Schritt bestimmten deutschen HTS-Marktanteile werden schließlich in das HTS-Szenario der Roadmap aufgenommen, während die Marktanteile der SG-PM-DD-Generatoren (aus dem Szenario „Upscaling“) um die entsprechenden Anteile gekürzt werden.

Es ergeben sich aus der geschilderten Vorgehensweise im Szenario „HTS“ die in Abb. 6-30 und Tab. 6-20 dargestellten Technologie-Roadmaps für die Onshore-Windkraft.

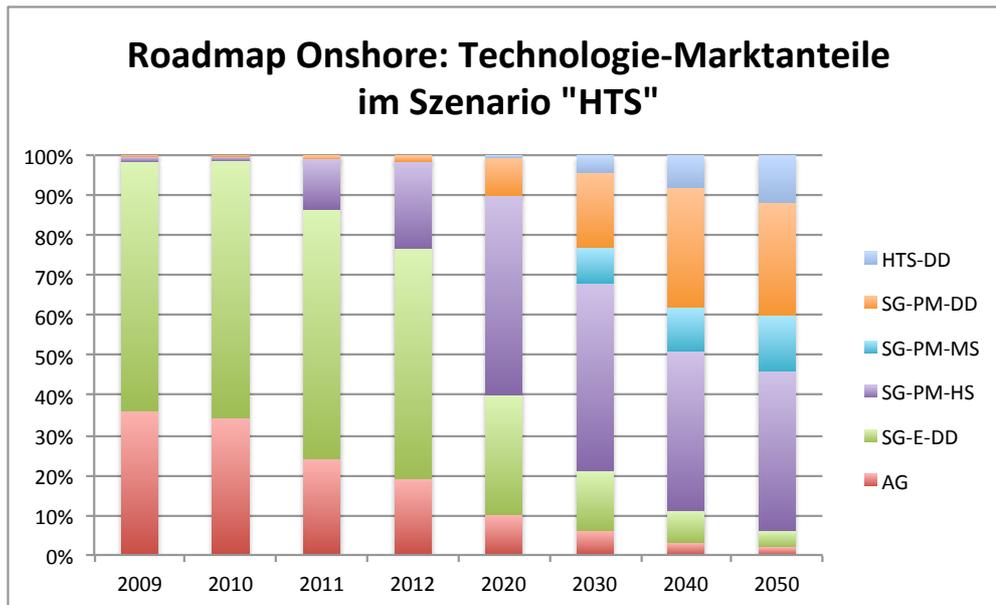


Abb. 6-30 Szenario „HTS“: Entwicklung der Anteile verschiedener WEA-Klassen am Onshore-Zubau in Deutschland bis 2050

Tab. 6-20 Szenario „HTS“: Entwicklung der Anteile verschiedener WEA-Klassen am Onshore-Zubau in Deutschland bis 2050

WEA-Klasse	Kurzbezeichnung	2009	2010	2011	2012	2020	2030	2040	2050
		%							
Hochtemperatursupraleiter, direkt	HTS-DD						4	8	12
Synchron permanent erregt, direkt	SG-PM-DD			1	1	10	19	30	28
Synchron permanent erregt, middle speed	SG-PM-MS						9	11	14
Synchron permanent erregt, high speed	SG-PM-HS	1	1	13	22	50	47	40	40
Synchron elektrisch erregt, direkt	SG-E-DD	62	64	62	58	30	15	8	4
Asynchrongenerator doppelt gespeist	AG	36	34	24	19	10	6	3	2

Die Offshore-Roadmaps des Szenarios „HTS“ sind in Abb. 6-31 und Tab. 6-21 abgebildet.

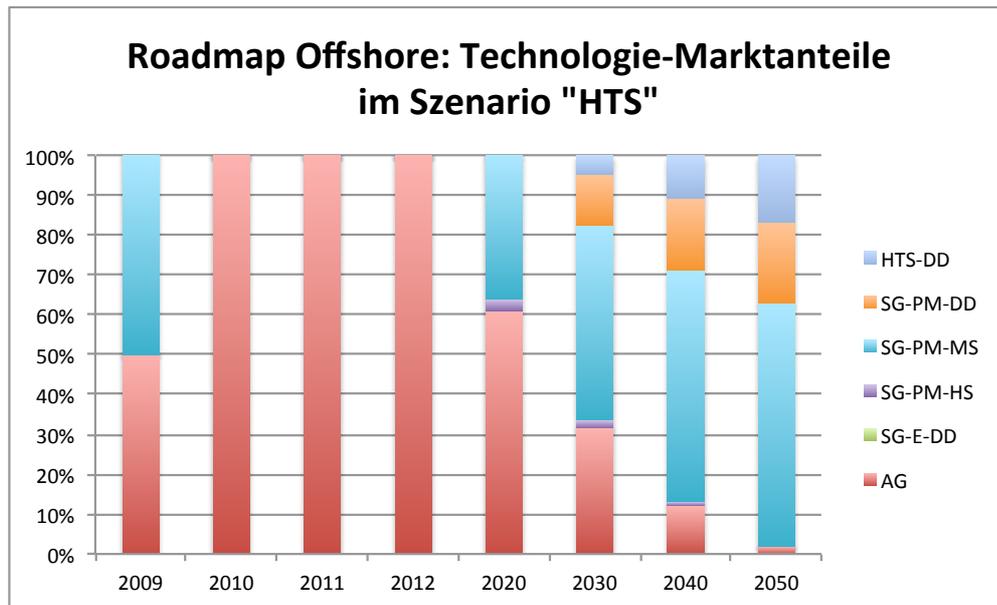


Abb. 6-31 Szenario „HTS“: Entwicklung der Anteile verschiedener WEA-Klassen am Offshore-Zubau in Deutschland bis 2050

Tab. 6-21 Szenario „HTS“: Entwicklung der Anteile verschiedener WEA-Klassen am Offshore-Zubau in Deutschland bis 2050

WEA-Klasse	Kurzbezeichnung	2009	2010	2011	2012	2020	2030	2040	2050
		%							
Hochtemperatursupraleiter, direkt	HTS-DD						5	11	17
Synchron permanent erregt, direkt	SG-PM-DD						13	18	20
Synchron permanent erregt, middle speed	SG-PM-MS	50				36	49	58	61
Synchron permanent erregt, high speed	SG-PM-HS					3	2	1	
Synchron elektrisch erregt, direkt	SG-E-DD								
Asynchrongenerator doppelt gespeist	AG	50	100	100	100	61	32	12	2

7 Ermittlung des spezifischen Bedarfs potenziell kritischer mineralischer Rohstoffe

Dieses Kapitel beschreibt den konkreten Bedarf möglicherweise kritischer mineralischer Rohstoffe für Windenergieanlagen (WEAs) und Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen). Für diese beiden Energiesysteme lässt die Analyse aus dem vorangegangenen Kapitel erwarten, dass in ihnen signifikante Mengen kritischer Rohstoffe eingesetzt werden. Es werden zunächst relevante Anlagentypen identifiziert, um anschließend den spezifischen Rohstoffbedarf gegenwärtiger Anlagen abzuschätzen und bis zum Jahr 2050 fortzuschreiben. Die Eigenschaft „spezifisch“ beschreibt dabei den Bedarf eines Rohstoffes in Bezug auf eine Kenngröße der Leistung wie 1 MW installierte Leistung einer WEA.

Die Mengen mineralischer Rohstoffe pro Energiesystem werden einheitlich ab dem Regionallager erfasst (siehe Abb. 7-1). Damit sind Materialreste der Produktion in den quantifizierten Mengen berücksichtigt⁸, Materialverluste bei der Förderung und Weiterverarbeitung in transportfähiges Rohstoffgut jedoch nicht. Vorgenommen wurde diese Einteilung, weil die Extraktion und Weiterverarbeitung unabhängig von der jeweils eingesetzten Technologie erfolgen. Der Fokus der Betrachtung liegt folglich auf durch Entwicklungen im Technologiefeld beeinflussbaren Größen wie Produktionsprozess, Materialsubstitution, Materialreduktion und Wirkungsgrad der Anlagen.

In einigen der für die Analyse zu Grunde gelegten Studien werden keine klaren Systemgrenzen für den Rohstoffbedarf und -inhalt definiert. War eine klare Zuordnung der Werte nicht möglich, wird darauf gesondert verwiesen.

Das Kapitel unterteilt sich in die Technologien Photovoltaik (7.1) und Windkraft (7.2).

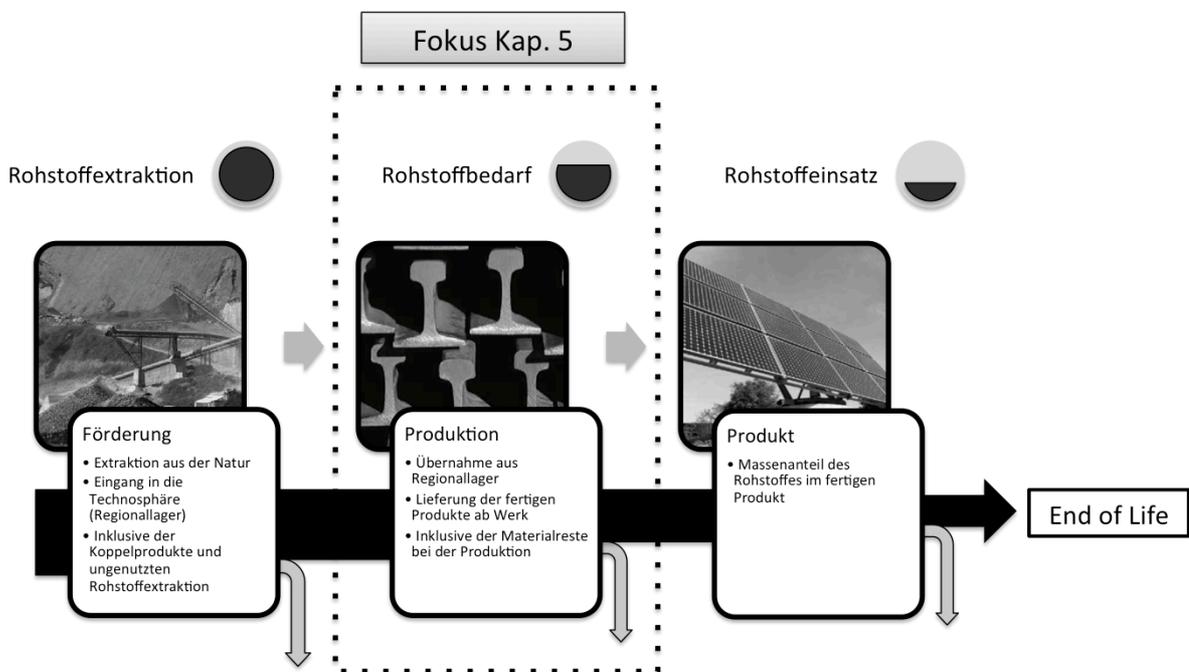


Abb. 7-1 Fokus der Materialerfassung Kapitel 7

⁸ Da trotz intensiver Recherche keine verlässlichen Angaben zu den Materialverlusten der Permanentmagnet-Produktion gefunden werden konnten, wird hier der Rohstoffinhalt quantifiziert.

7.1 Potenziell kritische Rohstoffe in Komponenten der Photovoltaik

In diesem Unterkapitel wird die Bedarfsanalyse möglicher kritischer mineralischer Rohstoffe für PV-Zellen beschrieben. Basierend auf der Klassifizierung in Kapitel 6.1.1.1 werden mit Hilfe von Literaturdaten aus Lebenszyklusanalysen und Studien die Mengen kritischer Rohstoffe pro Zellentyp quantifiziert und auf zukünftige Situationen in 2025 und 2050 fortgeschrieben.

7.1.1 Analyse heutiger Photovoltaikanlagen

Ausgehend von in Tab. 6-2 festgelegten Technologien werden die in Tab. 7-1 dargestellten Zellentypen und Inhaltsstoffe betrachtet. Mit Ausnahme nicht signifikanter Mengen bei der Dotierung und Silber in den Kontakten finden sich in mono- und polykristallinen PV-Zellen keine kritischen mineralischen Rohstoffe.

Die Analyse begrenzt sich daher auf Absorber, leitfähige Substrate und Puffer-Schichten (p-n-Hetereübergang) in *Dünnschicht-Zellen*. Unterschieden werden Absorber aus amorphem Silizium (a-Si), Cadmium-Tellur (CdTe), Kupfer-Indium-Disulfid (CIS) und das verwandte Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS).

Tab. 7-1 Klassifikation von Photovoltaik-Zelltypen und ihre kritischen mineralischen Rohstoffe

Zellentyp	Kritische Rohstoffe	Betroffene Komponenten
Dickschicht mc-Si, c-Si	Silber*	-
Dünnschicht a-Si	Indium	TCO Substrat
CdTe	Cadmium, Tellur	Absorber, Puffer-Schicht, TCO Substrat
CI(G)S	Indium, Gallium, Selen, Cadmium	Absorber, Puffer-Schicht, TCO Substrat

TCO= Das transparent conductiv layer (TCO) ist ein transparentes und elektrisch leitfähiges Oxid.
* Silber kann in Zukunft substituiert werden (siehe Kapitel 7.1.1.7).

Kritische mineralische Rohstoffe können jedoch nicht nur in den Absorberschichten auftreten: Das marktgängige Material für transparente elektrisch leitfähige Oxide (transparent conductive oxide, TCO) in Dünnschichtzellen ist Indiumzinnoxid (ITO). Weil Marktdaten zum Einsatz von ITO-TCOs in den verschiedenen Zelltypen nicht vorliegen, wird hier die Annahme getroffen, dass ITO-TCOs überall eingesetzt werden, wo es technisch möglich ist. Seine mögliche Substitution wird im Rahmen der zukünftigen Entwicklung der Zelltechnologie thematisiert und findet Eingang in die weiteren Berechnungen zum zukünftigen Indiumbedarf in der Photovoltaik.

Weitere Komponenten der Photovoltaik wie Wechselrichter oder Bauteile wie Aufständigung von Dachmodulen und zur Nachführung von Großanlagen sind für die vorliegende Studie nicht von Relevanz. Zwar könnten in Einzelfällen kritisch einzuschätzende Materialien eingesetzt werden (z. B. als Legierungselemente im Leichtbau), ihr Einsatz fällt jedoch in der Regel gering aus und ist keine Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit der PV-Stromproduktion. Zudem hat die Relevanzabschätzung für Stahl in Kapitel 4 gezeigt, dass auch bei übermäßigem Zubau stahlintensiver Komponenten keine Stahllegierungselement-Knappheit zu erwarten ist.

7.1.1.1 Analyse vorhandener Lebenszyklusanalysen

In Kapitel 2 wurden Indium, Cadmium, Tellur, Gallium und Selen als möglicherweise kritische Rohstoffe in Photovoltaikzellen genannt. Für eine Quantifizierung ihres Einsatzes in den Zellentypen wurden im Folgenden zunächst vorhandene Lebenszyklusanalysen ausgewertet (siehe Tab. 7-2).

Tab. 7-2 Analyisierte Lebenszyklusanalysen von Photovoltaik-Anlagen

Quelle	Art der Analyse	Kritische Rohstoffe zu erwarten	Kritische Rohstoffe erfasst	Materialinventar ausgewiesen
Dickschicht-Zellen				
mc-Si und c-Si				
(Briem et al. 2004)	LCI	nein	-	ja
(de Wild-Scholten und Alsema 2005)	LCI	nein	-	ja
(de Wild-Scholten 2010)	LCI	nein	-	ja
(Fthenakis et al. 2011)	Ökobilanz	nein	-	ja
(Jungbluth et al. 2012)	LCI	nein	-	ja
(Pacca et al. 2006)	Ökobilanz	nein	-	ja
Dünnschicht-Zellen				
a-Si				
(Briem et al. 2004)	LCI	ja	nein	ja
(de Wild-Scholten 2012)	LCI	ja	nein	ja
(Pacca et al. 2006)	Ökobilanz	ja	nein	nein
(Sander et al. 2007)	Studie	ja	nein	ja
(University of Stuttgart 2008)	Ökobilanz	ja	nein	nein
CI(G)S				
(Briem et al. 2004)	LCI	ja	nein	nein
(de Wild-Scholten 2012)	LCI	ja	ja	ja
(Sander et al. 2007)	Studie	ja	nein	nein
(University of Stuttgart 2008)	Ökobilanz	Ja	ja	nein
CdTe				
(de Wild-Scholten 2012)	LCI	ja	ja	ja
(Fthenakis et al. 2011)	Ökobilanz	ja	ja	ja
(Frischknecht und Stucki 2008)	Ökobilanz	ja	nein	nein
(Sander et al. 2007)	Studie	ja	nein	nein
(University of Stuttgart 2008)	Ökobilanz	ja	nein	nein
(Sinha und de Wild-Scholten 2012)	Ökobilanz	ja	nein	nein

LCI = Life Cycle Inventory (Sachbilanz)

7.1.1.2 Ergänzende Analysen

Viele der untersuchten Lebenszyklusanalysen weisen zwar Materialinventare aus, explizite Angaben zum lebenszyklusweiten Bedarf kritischer Rohstoffe fehlen jedoch. Daher wurde die Literaturanalyse um weitere Studien zu kritischen Rohstoffen ergänzt. Allerdings ist die Art der Datenerhebung in den verschiedenen Studien nicht kongruent: Während einige

Angaben aus Lebenszyklusanalysen stammen und auf nicht-generischen Herstellerangaben beruhen, sind andere Daten durch Umwandlung monetärer in physikalische Größen entstanden oder basieren auf makroökonomischen Zahlen und Expertenbefragungen. Zudem basieren die Angaben häufig auf älteren Studien. In einigen Fällen lässt sich nicht ausschließen, dass Daten aus verschiedenen Studien auf dieselben Quellen zurückzuführen sind.

Die Auswertung ergab eine hohe Bandbreite für die jeweiligen Zellentypen. So wurden teilweise Abweichungen von über 90 % festgestellt (niedrigste Angabe in Relation zur höchsten Angabe). Deshalb richtete sich das Vorgehen zur Auswahl geeigneter Werte nach folgenden Kriterien:

1. Aktualität: Angabe repräsentiert den Stand der Technik
2. Plausibilität: Angabe ist ausreichend dokumentiert, um sie überprüfen zu können

Wenn möglich wurde derjenige Wert ausgewählt, der beide Kriterien am besten erfüllt oder – bei gleichwertigen Angaben – das arithmetische Mittel berechnet. War das nicht möglich, weil keine der Angaben Kriterium 1 oder Kriterium 2 erfüllt, wurde den Angaben zur Rohstoffbewertung des SET-Plans des Joint Research Centre der Europäischen Kommission der Vorrang eingeräumt, die bereits einen Prozess der Prüfung durchlaufen haben. Die anhand der Kriterien ausgewählten Werte wurden in Einzelfällen zusätzlich durch Expertenbefragung validiert. Beispielsweise ließ sich der (vergleichsweise hohe) Galliumbedarf einer Cl(G)S Zelle in de Wild-Scholten (2012) nicht verifizieren, weil die Autorin dort nach eigenen Angaben keine neuen Primärdaten erhoben hatte⁹.

Im Folgenden wird der Einsatz kritischer Rohstoffe in den untersuchten Zelltypen beschrieben. Diejenigen Angaben, die für die Weiterverwendung im Projekt vorgesehen sind, sind in den entsprechenden Tabellen fett markiert.

Da ITO-TCOs in allen Dünnschichtzelltypen eingesetzt werden können (aber nicht müssen), wird ihr spezifischer Indiumbedarf zunächst gesondert ausgewiesen.

7.1.1.3 Analyse kritischer Rohstoffe in ITO-TCOs

Im Bereich der leitfähigen Schichten ist die Varianz der Einzelwerte beim Indiumbedarf sehr groß (88 % zwischen dem größten und kleinsten Wert; siehe Tab. 7-3).

Tab. 7-3 Indiumbedarf für indiumdotierte Zinnoxide (ITO) in TCOs

Zellentyp	Quelle	Indiumbedarf von ITO-TCO kg/MW _p
Cl(G)S	(Moss et al. 2011)	44,3
CdTe	(Moss et al. 2011)	15,9
a-Si	(Öhrlund 2012)	5,3
CdTe	(Öhrlund 2012)	7,95

Dies liegt daran, dass für verschiedene Technologien unterschiedliche Schichtdicken der TCO-Schicht benötigt werden. Unter der Annahme, dass sich zwar die Schichtdicken, nicht

⁹ Diese Quelle beinhaltet zudem explizit Lebenszyklusinventare mit unterschiedlichen Bezugsjahren, Aktualisierungstiefe und Herstellern. Dadurch kann es möglich sein, dass einzelne Datensätze dieser Quelle abweichende Grade der Aktualität und Plausibilität aufweisen.

jedoch die Zusammensetzung der TCO-Schicht für die verschiedenen Dünnschichttechnologien verändert, können hier 44,3 kg/MW_p für 1 µm (oder auch 44,3 kg/MW_p µm) ITO-TCO Schicht als Referenzwert für die Umrechnung dienen (Moss et al. 2011). Diese Angabe entstammt der Rohstoffbewertung des SET-Plans (Moss et al. 2011) und wird entsprechend der zuvor beschriebenen Herangehensweise präferiert. Für die Berechnung wird die Angabe mit der Schichtdicke der jeweiligen Technologie multipliziert. Typische TCO-Schichtdicken für Zelltypen und der entsprechend nach Moss et al. (2011) berechnete Indiumbedarf in ITO-TCOs sind in Tab. 7-4 zu finden.

Tab. 7-4 Spezifischer Indiumbedarf für indiumdotiertes Zinnoxid (ITO)

Zellen -typ	Quelle für Schichtdicken	Schichtdicke	Indiumbedarf ^{a)}	arithmetisches Mittel	
		nm		kg/MW _p	kg/MW _p
a-Si	(Moss et al. 2011)	100	4	4	100
CI(G)S	(Rigby et al. 2011)	550 – 1100	24 – 48	36,5	825
CdTe	(Rigby et al. 2011)	200 – 500	9 – 22	15,5	350

^{a)} Der Indiumbedarf wurde abgeleitet aus der Angabe 44,3 kg/MW_p bei 1 µm Moss et al. (2011).

7.1.1.4 Analyse kritischer Rohstoffe in a-Si Zellen

Für a-Si Zellen wurde lediglich *Indium* als kritischer Rohstoff identifiziert. Indium befindet sich in der 100 nm dicken ITO-TCO Schicht und wird mit 4 kg/MW_p quantifiziert (siehe Tab. 7-4).

7.1.1.5 Analyse kritischer Rohstoffe in CI(G)S-Zellen

Ein Problem beim Bestimmen allgemeingültiger Indiummengen in CI(G)S-Modulen im Bezug auf deren Leistung ist, dass sich die identifizierten Literaturwerte auf unterschiedliche Schichtdicken, Indium-Anteile in Absorbern und Wirkungsgrade beziehen. Einige dieser Informationen sind in den Originalquellen nicht dokumentiert. Eine Harmonisierung über vereinfachte Wirkungszusammenhänge (z. B. über das Verhältnis aus Schichtdicke und Wirkungsgrad) konnte folglich nicht durchgeführt werden.

Zudem variieren die Massenanteile der indiumreichen CIS-Schicht und der galliumreichen CI(G)S-Schicht. Das theoretisch optimale Verhältnis liegt hier bei 30 % CIS und 70 % CIGS. Aufgrund der Inhomogenität der Gallium-Schicht hat dieses Verhältnis aber in der Praxis hohe Effizienzverluste zur Folge. Tatsächlich variiert das Verhältnis je nach Hersteller und liegt etwa genau umgekehrt bei 70 % CIS zu 30 % CI(G)S (Gruhn 2010; Öhrlund 2012).

Indium

Indium wird bei CI(G)S-Zellen als Bestandteil des Absorbers (p-dotierte Schicht) verwendet. Zusätzlich ist Indium in Form von Indiumzinnoxid (ITO) häufiger Bestandteil von TCO Substraten, welche bei der Beschichtung der Gläser zum Einsatz kommen (siehe Abb. 6-1).

Unter den in der Literaturanalyse identifizierten Werten (siehe Tab. 7-5) könnten die Werte aus Angerer et al. (2009), Krewitt et al. (2005) und Speirs et al. (2011) angesichts des schnellen Fortschritts in der Technologieentwicklung bereits veraltet sein. Neuere Werte finden sich in (Moss et al. 2011), jedoch fehlen Angaben zum Modulhersteller und -typ. Öhrlund (2012) bezieht sich auf einen Produktionsmix aus 70 % CIS und 30 % CIGS sowie

Indiumdotiertes Zinnoxid (ITO) für die leitfähige Beschichtung. Die Angaben in de Wild-Scholten (2012) basieren zwar auf einer Aktualisierung von Ökobilanzen für erneuerbare Energien (Januar 2012), stammen jedoch ursprünglich aus der Ecoinvent 2.2. Datenbank aus dem Jahr 2007. Da keine der Angaben die Kriterien der Plausibilität und Aktualität vollumfänglich erfüllen, wird der Indiumbedarf für eine CI(G)S-Zelle aus der Rohstoffbewertung des SET-Plans für Photovoltaik (Moss et al. 2011) mit 19 kg/MW_p angenommen, der ebenfalls aus dem Jahr 2007 stammt.

Tab. 7-5 Indiumbedarf von CI(G)S-Zellen

Quelle	Indium (In) in CI(G)S-Zellen kg/MW _p	Veröffentlichung	Zeitbezug	Angabe inklusive ITO - TCO Schicht
(Angerer et al. 2009)	50	2009	2005/2006	unbekannt (keine Angabe)
(Speirs et al. 2011)	38	2011	2004	nein
(Speirs et al. 2011)	29	2011	2000	unbekannt
(Krewitt et al. 2005)	54 – 70	2005	unbekannt	unbekannt (Herstellerdurchschnitt)
(Moss et al. 2011)	19	2011	2007	nein
(Öhrlund 2012)	83,8	2012	2007	ja
(de Wild-Scholten 2012)	44	2012	2007/2010	nein

Angaben zu Wirkungsgrad, Schichtdicke und Hersteller variieren. Berechnung der Angabe in de Wild-Scholten (2012) erfolgt auf Basis eines Avancis Moduls mit 130 Wp und 1,04 m² Modulfläche.

Für CI(G)S Zellen mit einer ITO-TCO Beschichtung wurde ausgehend von Tab. 7-4 das arithmetische Mittel der Schichtdicke gebildet (825 nm), woraus ein Wert von 36,5 kg/MW_p Indium resultiert. Insgesamt werden also für den Indiumbedarf in einer CI(G)S Zelle 55,5 kg/MW_p angenommen.

Cadmium

Cadmium findet sich in Form von Cadmiumsulfid (CdS) oder Cadmiumchlorid (CdCl₂) im Hetero-Übergang (n-dotierte Schicht). Die typische Dicke einer CdS bzw. CdCl₂ Schicht liegt bei 50 nm für CI(G)S-Zellen (Angerer et al. 2009). Aus den Literaturangaben in Tab. 7-6 wurde für die weitere Analyse der Wert 1,3 kg/MW_p ausgewählt, der aus einem im Jahr 2012 erhobenen Lebenszyklusinventar stammt (de Wild-Scholten 2012).

Tab. 7-6 Cadmiumbedarf von CI(G)S-Zellen

Quelle	Cadmium (Cd) in CI(G)S-Zellen kg/MW _p	Räumlicher Bezug
(de Wild-Scholten 2012)	1,3	Zellinhalt zzgl. Verluste bei der Zell-Produktion (Cd- Bedarf ab Regionallager)
(Öhrlund 2012)	0,9	Zellinhalt

Für die Berechnung des Cd-Bedarfs in de Wild-Scholten 2012 wurden die Molgewichte zugrunde gelegt.

Gallium

Gallium in CI(G)S-Zellen findet in Form von Gallium-Diselenid Verwendung. Die Literaturangaben zum spezifischen Galliumbedarf für CI(G)S-Zellen variieren stark, wie aus Tab. 7-7 ersichtlich ist – vermutlich aufgrund der je nach Zellentyp bzw. Hersteller variierenden Massenanteile von CIS und CI(G)S. Öhrlund (2012) gibt für den reinen Zellinhalt (ohne die Vorketten der Produktion) bereits 6 kg/MW_p an. Sehr niedrig erscheint zunächst der im Abschlussbericht der Rohstoffbewertung des SET-Plans (Moss et al. 2011) ausgewiesene Wert von 2,34 kg/MW_p. Zudem besteht ein Widerspruch zu dem im Einzelbericht Photovoltaik der Rohstoffbewertung des SET-Plans angenommenen zukünftigen Galliumbedarf von 12 kg/MW_p in 2020 (Rigby et al. 2011). Ob dies dem Umstand geschuldet ist, dass in Zukunft CI(G)S-Zellen mit höheren Galliumanteilen denkbar sind, bleibt im Bericht unklar.

Tab. 7-7 Spezifischer Galliumbedarf für CI(G)S-Zellen

Quelle	Gallium (Ga) in CI(G)S-Zellen kg/MW _p	Veröffentlichung	Zeitbezug
Arithmetisches Mittel aus (Moss et al. 2011; Rigby et al. 2011)	7,2	Annahme für KRESSE	Annahme für KRESSE
(Rigby et al. 2011)	12	2011	2020
(Moss et al. 2011)	2,34	2011	2007
Berechnung nach (de Wild-Scholten 2012)	88,4	2012	2007
(Angerer et al. 2009)	44	2009	2005/2006

Berechnung erfolgt auf Basis eines 130 Wp Moduls von Avancis mit 1,04 m² Modulfläche.

In Übereinstimmung mit den oben genannten Kriterien der Aktualität und Plausibilität könnten 88,4 kg/MW_p Gallium (de Wild-Scholten 2012) für CI(G)S Zellen zugrunde gelegt werden, die jedoch angesichts vergleichbarer Literatur sehr hoch erscheinen. Eine Nachfrage bei der Autorin ergab, dass der Wert nicht auf aktuellen Primärdaten basiert, sondern aus der Datenbank Ecoinvent V2.2 übernommen wurde. Analog zum Indiumbedarf werden daher stattdessen die Werte der Rohstoffbewertung des SET-Plans zugrunde gelegt, jedoch das arithmetische Mittel zwischen 2,3 kg/MW_p und 12,0 kg/MW_p mit 7,2 kg/MW_p angenommen.

Selen

Die Angaben aus der Literatur zum Selenbedarf in CI(G)S-Zellen schwanken zwischen 10 kg/MW_p und 44 kg/MW_p (Tab. 7-8). Aufgrund von Aktualität wird im Weiteren der Wert 39,3 kg/MW_p verwendet.

Tab. 7-8 Selenbedarf für CI(G)S-Zellen

Quelle	Selen (Se) in CI(G)S-Zellen kg/MW _p	Veröffentlichung	Zeitbezug
Berechnung nach (de Wild-Scholten 2012)	39,3	2012	2007/2010
(Moss et al. 2011)	9,6	2011	2007
(Angerer et al. 2009)	44	2009	2005/2006

Berechnung erfolgt auf Basis eines 130 Wp Moduls von Avancis mit 1,04 m² Modulfläche.

7.1.1.6 Analyse kritischer Rohstoffe in CdTe Zellen

Tellur

Die Ergebnisse der Literaturlauswertung zum spezifischen Bedarf an *Tellur* finden sich in Tab. 7-9. Zu dem niedrigsten Wert aus Angerer et al. (2009) lagen keine näheren Angaben vor, weshalb er das Kriterium der Plausibilität nicht erfüllt. Die in der ICEPT-Studie (Speirs et al. 2011) aufgeführten Tellurbedarfe von 58 kg/MW_p bzw. 69 kg/MW_p beziehen sich auf Ausnutzungsgrade (utilization grade) von 100 % (2000) bzw. 75 % (2004) und können als veraltet gelten. Weil die STOA-Studie (Öhrlund 2012) lediglich Angaben über den reinen Materialgehalt (90,4 kg/MW_p) beinhaltet und keine Verluste bei der Herstellung des Halbleitermaterials berücksichtigt, kann dieser Wert nicht als Referenzwert dienen. Die Angaben in Moss et al. (2011) und de Wild-Scholten (2012) liegen nicht nur nah beieinander, sondern erfüllen auch beide die Kriterien der Aktualität und Plausibilität. Daher wurde für die vorliegende Studie das arithmetische Mittel aus 93 kg/MW_p und 106 kg/MW_p gebildet, woraus ein spezifischer Bedarf von 99,7 kg/MW_p Tellur für eine CdTe-Zelle im Jahre 2012 resultiert.

Tab. 7-9 Tellurbedarf von CdTe-Zellen (Werte gerundet)

Quelle	Tellur (Te) in CdTe-Zellen kg/MW _p	Veröffentlichung	Zeitbezug
Arithmetisches Mittel aus (Moss et al. 2011; de Wild-Scholten 2012)	99,7	Annahme für KRESSE	Annahme für KRESSE
(Öhrlund 2012)	90,4	2012	2007
(Angerer et al. 2009)	31	2009	2005/2006
(Speirs et al. 2011)	69	2011	2004
(Speirs et al. 2011)	58	2011	2000
(Moss et al. 2011)	93	2011	2007
(de Wild-Scholten 2012)	106	2012	2010

Angaben beziehen sich auf unterschiedliche Modulhersteller und Schichtdicken.

Cadmium

Cadmium wird in CdTe-Zellen sowohl im Absorber als auch in der CdS bzw. CdCl₂ Puffer-Schicht eingesetzt. Aus den Literaturangaben in Tab. 7-10 sind für die spätere Weiterverwendung die Werte aus de Wild-Scholten (2012) ausgewählt worden, weil sie den aktuellsten Wert aus allen Studien darstellen. Öhrlund (2012) bezieht sich hingegen lediglich auf den Inhalt der Zellen (es fehlen die Vorketten der Produktion), während Angerer et al. (2009) keine Unterscheidung nach Absorber und Puffer-Sicht ermöglicht. Da sich der Cadmium-Bedarf des Puffers darin auf die Jahre 2004 und 2005 bezieht, ist jedoch davon auszugehen, dass es sich bei dem ermittelten Gesamtwert von 116,7 kg/MW_p um eine konservative Annahme handelt.

Tab. 7-10 Cadmiumbedarf für CdTe-Zellen (Rohstoffinhalt in Zelle und -bedarf für Zellproduktion)

Quelle	Cadmium (Cd)		Zellinhalt/Bedarf
	in CdTe-Absorbern	in Pufferschicht	
	kg/MW _p		
Berechnung nach (de Wild-Scholten 2012)	93,2	23,5	Bedarf ab Regionallager
Berechnung nach (Öhrlund 2012)	79,6	3,89	Zellinhalt
(Angerer et al. 2009)		100	Bedarf ab Regionallager

Für Berechnungen wurden die Molgewichte zugrunde gelegt.

Indium

Indium kann bei CdTe-Zellen als TCO eingesetzt werden, ist jedoch nicht zwingend erforderlich. Der Indiumbedarf wird hier gemäß Tab. 7-4 mit 15,5 kg/MW_p bei einer TCO-Schichtdicke von 350 nm quantifiziert.

7.1.1.7 Silberbedarf der Photovoltaik

Aufgrund seiner guten elektrischen Leitfähigkeit werden in heutigen Dickschicht-Zellen überwiegend Silberkontakte für die Frontseitenkontaktierung eingesetzt. Dies hat in den letzten Jahren zu einem steigenden Anteil der Photovoltaik an der weltweiten Silberproduktion geführt. Dabei ist der spezifische Silberbedarf mit 24 kg/MW_p etwa um den Faktor drei bis vier höher als bei solarthermischen Kraftwerken ohne Speicher (Moss et al. 2011). Je nach Größe des thermischen Speichers schrumpft dieser Faktor auf ein bis zwei, so dass der Silberbedarf ähnlich relevant wie bei der Solarthermie sein könnte.

Der Einsatz von Silber ist jedoch nicht alternativlos. So kann davon ausgegangen werden, dass sich bei weiter steigenden Silberpreisen langfristig Kontakte aus Kupfer durchsetzen werden, wie sie bereits vom Forschungsinstitut imec verwirklicht worden sind (Fuhs 2012) und nach der International Technology Roadmap for Photovoltaics (ITRPV) der Crystalline Silicon Technology and Manufacturing (CTM) Group ab 2015 großmaßstäblich umgesetzt werden könnte (SEMI Europe 2012).

Während also Altanlagen in Zukunft vermehrt darauf überprüft werden müssen, ob das darin enthaltene Silber wiedergewonnen werden kann, dürfte Silber als Rohstoff für PV-Anlagen mittel- bis langfristig nur eine untergeordnete Rolle spielen.

7.1.1.8 Zusammenfassung des Rohstoffbedarfs

Tab. 7-11 zeigt die Mengen potenziell kritischer Rohstoffe in der Photovoltaik für den IST-Zustand. Neuere Zellen können durchaus einen geringeren Bedarf aufweisen oder haben im Fall alternativer Konzepte auch gar keinen Bedarf an kritischen Rohstoffen (z. B. Indium in CdTe- oder a-Si-Zellen).

Tab. 7-11 Bedarf potenziell kritischer Rohstoffe in der Photovoltaik (IST-Zustand)

Zellentyp	Rohstoff	Menge	Quelle
		kg/MW _p	
a-Si	Indium	4,0	(Moss et al. 2011)
CI(G)S	Indium	55,5	(Moss et al. 2011; de Wild-Scholten 2012)
	Cadmium	1,3	(de Wild-Scholten 2012)
	Gallium	7,2	(de Wild-Scholten 2012)
	Selen	39,3	(de Wild-Scholten 2012)
CdTe	Tellur	99,7	(Moss et al. 2011; de Wild-Scholten 2012)
	Cadmium	116,7	(de Wild-Scholten 2012)
	Indium	15,5	(Moss et al. 2011; Rigby et al. 2011)

Im Vergleich zur gesichteten (hier zitierten) Literatur bewegen sich die Werte für Cadmium und Indium in CI(G)S-Zellen im Mittel der Bandbreite, während der Galliumeinsatz im unteren und der Seleneinsatz im oberen Bereich angesiedelt sind. Der Cadmium- und Tellurbedarf in CdTe-Zellen ist ebenfalls im oberen Bereich der Bandbreite zu finden, wobei nur wenige Datensätze verfügbar sind. Da diese Bandbreiten jedoch von vielen unbekanntenen Parametern abhängen (z. B. fehlende Informationen zu Modulspezifikationen), kann keine eindeutige Positionierung innerhalb der Literatur vorgenommen werden.

Nach Herleitung der oben dargestellten Daten erschien eine weitere Veröffentlichung mit einer Übersicht spezifischer Materialbedarfe von Photovoltaik-Modulen (Schlegl 2013), siehe Tab. 7-12).

Tab. 7-12 Aktuellste Veröffentlichung zum spezifischen Materialbedarf von Photovoltaik-Modulen zum Vergleich

Material	Technologie und spezifischer Materialbedarf			
	c-Si	a-Si	CdTe	CI(G)S
	t/GW _p			
Si (Silizium)	6.000	37	-	-
Ag (Silber)	62	-	-	-
Cu (Kupfer)	630	k.A.	206	21
Cd (Cadmium)	-	-	143	-
Te (Tellur)	-	-	135	-
In (Indium)	-	5	-	75
Ga (Gallium)	-	-	-	2
Se (Selen)	-	-	-	10
Ge (Germanium)	-	-	-	-

k.A. = keine Angabe

Quelle: eigene Darstellung nach Schlegl (2013)

Im Vergleich hierzu sind die in der vorliegenden Studie gewählten Daten für Cadmium und Tellur in CdTe-Zellen und für Indium in CI(G)S-Zellen etwas geringer, die Angabe für Gallium dagegen etwas höher. Eine deutliche Abweichung ist nur bei der Angabe von Selen festzustellen. Hier weist Schlegl (2013) einen Wert von 9,6 kg/MW_p aus, welcher aus Moss et al. (2011) stammt. Für die vorliegende Studie wurde dagegen mit 39 kg/MW_p der aktuellste

Wert (2012) ausgewählt, auch wenn dieser Wert im Bezug auf die Bandbreite der Literaturanalyse (10 – 44 kg/MW_p) sehr hoch liegt (siehe oben).

7.1.2 Abschätzung zukünftiger Photovoltaikanlagen

7.1.2.1 Technologieentwicklung von Dünnschicht- und Farbstoffzellen

Im Rahmen der Rohstoffbewertung des SET-Plans wurde in Rigby et al. (2011) eine „materials roadmap“ für Photovoltaik erstellt, welche den Stand der Technik illustriert und die zukünftigen technologischen Herausforderungen für 2020 und 2050 prognostiziert. Sie umfasst damit nicht nur den derzeitigen Einsatz kritischer Rohstoffe in der Photovoltaik, sondern auch mögliche Materialsubstitutionen und Materialreduktionen durch Effizienzsteigerungen sowie derzeitige Forschungs- und Entwicklungspfade. Dabei wird angenommen, dass sich die Absorberschichtdicken sowohl für CdTe- als auch für CI(G)S-Zellen auf mindestens 1 µm reduzieren lassen, während die Wirkungsgrade deutlich steigen könnten. Die angesetzten Wirkungsgrade bewegen sich dabei im Bereich anderer Studien wie der NEEDS-Studie (Frankl et al. 2006) und sind in Tab. 7-13 dargestellt.

Die elektrisch leitfähigen Oxide (TCO) aus indiumdotiertem Zinnoxid (ITO) könnten prinzipiell in allen Zelltypen durch Materialien wie fluordotiertes Zinnoxid (FTO) oder aluminiumdotiertes Zinkoxid (AZO) ersetzt werden. Da in heutigen Zellen aus amorphem Silizium bereits häufiger indiumfreie TCOs Verwendung finden (siehe z. B. die untersuchten Zellen in de Wild-Scholten (2012)), gehen die Autoren davon aus, dass spätestens 2025 alle Zellen mit einem a-Si-Absorber indiumfrei sind. Ein weiteres, langfristiges Ziel ist die Vermeidung von CdS als „buffer layer“ in CdTe- und CI(G)S-Zellen durch Substitution mit z. B. (Zn,MG)O-Schichten (Erfurth 2010).

Neben Reduzierungen des Indiumbedarfes durch Substitution in TCOs oder durch Erhöhung des Galliumanteils in CI(G)S Zellen könnten zukünftig auch indiumfreie und galliumfreie Absorber-Materialsysteme auf Cu₂ZnSnS₄ (CZTS)- sowie Cu₂ZnSnSe₄ (CZTSe)-Basis eingesetzt werden (siehe Kapitel 6.1.2.1). Sowohl diese Zelltypen als auch Farbstoff- und organische Zellen werden für die zukünftige Entwicklung des spezifischen Materialbedarfs nicht berücksichtigt.

Tab. 7-13 Technologieentwicklung in CdTe und CI(G)S-Zellen

Zellentyp	Eigenschaft	Einheit	Bezugsjahr (Referenzjahr der Studien)		
			IST (2006/2011)	2020/2025	2050
CI(G)S	Absorberschichtdicke SET-Plan	µm	2-3 (2011)	k.A.	< 1,0
	η SET-Plan	%	11-12 (2011)	18 (2020)	> 25
	η NEEDS pessimistisch - optimistisch	%	10 (2006)	14-20 (2025)	18-25
	Technologieentwicklung SET-Plan		kein CdS, kein ITO-TCO, Einsatz von indiumfreien Kesteriten		
CdTe	Absorberschichtdicke SET-Plan	µm	1,8 (2011)	1,0 (2020)	1,0
	η SET-Plan	%	14 (2011)	15 (2020)	18
	η NEEDS pessimistisch - optimistisch	%	9 (2006)	12-18 (2025)	16-22
	Technologieentwicklung SET-Plan		kein CdS, kein ITO-TCO		

η = Wirkungsgrad, k.A. = keine Angabe

Quelle: eigene Darstellung nach Frankl et al. (2006) und Rigby et al. (2011)

Für die weitere Analyse wurden die jeweils optimistischen Szenarien ausgewählt, weil angesichts der stark sinkenden Preise der Siliziumbasierten Zellen davon ausgegangen werden kann, dass sich die Dünnschicht-Zellen nur bei den darin angesetzten Wirkungsgradsteigerungen auf dem Markt behaupten können. In CI(G)S-Zellen steigt der derzeitige Wirkungsgrad dadurch von 12 % auf 18 % in 2020/2025 und weiter auf 25 % in 2050. Weil für 2020/2025 keine Angaben zur anvisierten Absorberschichtdicke existieren, degressieren hier 3 μm linear auf 2 μm in 2020/2025 und erreichen ihren niedrigsten Wert in 2050 mit 1 μm . In CdTe-Zellen wird eine Steigerung des Wirkungsgrades von 14 % (optimistisch IST) auf 18 % in 2020-2025 und auf 22 % in 2050 angenommen. Zeitgleich verringert sich die Schichtdicke der Absorber bereits 2020-2025 von 1,8 μm auf 1,0 μm , kann später jedoch nicht mehr weiter verringert werden. Abb. 7-2 zeigt die daraus resultierende prozentuale Veränderung des Rohstoffbedarfes der zwei Absorber-Typen.

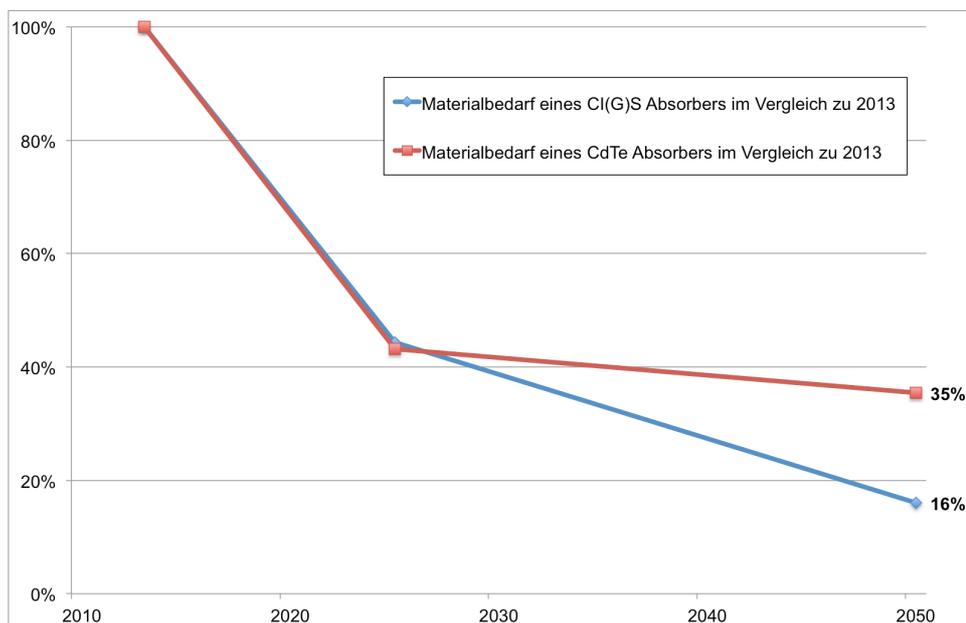


Abb. 7-2 Angenommene Veränderung des Materialbedarfs von CI(G)S- und CdTe-Absorbern in den Jahren 2025 und 2050

In dieser Studie wird in Absprache mit dem Begleitkreis der Studie und in Übereinstimmung mit dem SET-Plan die Annahme getroffen, dass indiumbasierte TCOs spätestens in 2050 in allen Zelltypen substituiert worden sind. Für das Szenario in 2025 werden ITO-TCOs jedoch weiterhin in CdTe- und CI(G)S-Zellen, nicht aber in a-Si-Zellen, eingesetzt. Dabei bleiben die Dicken der TCO-Schicht gleich.

CdS-Puffer werden ebenfalls spätestens 2050 durch andere Materialien ersetzt worden sein. Für das 2025 Szenario gehen sie noch mit unveränderten Werten ein.

7.1.2.2 Abschätzung des Rohstoffbedarfs

Zur Ermittlung des Bedarfs kritischer mineralischer Rohstoffe zukünftiger Dünnschichtmodule wird eine Wirkungsgradsteigerung (Steigerung des Energieoutputs unter Standardbedingungen) angenommen. Gleichzeitig kommt es durch Verringerung der Absorberschichtdicken zu einer Steigerung der Materialeffizienz, wobei die prozentuale Degression der Entwicklung im SET-Plan zugrunde gelegt wird. Da die Materialzusammensetzung des Absorbers als unverändert angenommen wird, sinkt der spezifische Bedarf einerseits aufgrund der gesteigerten

Materialeffizienz auf der Input-Seite und andererseits aufgrund der gesteigerten Energieeffizienz auf der Output-Seite.

Spezifischer Rohstoffbedarf 2025

Tab. 7-14 zeigt den spezifischen Bedarf kritischer Rohstoffe für CdTe- und CI(G)S-Zellen in 2025. Da bereits für 2025 angenommen wird, dass keine ITO-TCOs und somit kein Indium mehr in a-Si Zellen eingesetzt wird, wie es oftmals heute schon der Fall ist, fließen a-Si-Zellen nicht mehr in die Szenarien mit ein.

Tab. 7-14 Bedarf kritischer Rohstoffe in der Photovoltaik nach eigener Abschätzung (2025)

Zellentyp	Rohstoff	Menge
		kg/MW _p
CI(G)S	Indium	45,0
	Cadmium	1,3
	Gallium	3,2
	Selen	17,4
CdTe	Tellur	43,1
	Cadmium	63,8
	Indium	15,5
a-Si	Indium (kein ITO)	0

Spezifischer Rohstoffbedarf 2050

Tab. 7-15 zeigt den spezifischen Rohstoffbedarf für CdTe und CI(G)S Zellen in 2050. Durch Substitution von ITO-TCOs und CdS-Puffern verringert sich der spezifische Bedarf an Indium und Cadmium in der Dünnschicht PV deutlich. Unter Verwendung indiumfreier Kesterite könnten Produzenten von CIGS-Technologie unter Umständen vollständig auf Indium, Gallium und Selen verzichten (derzeit nicht berücksichtigt).

Tab. 7-15 Bedarf kritischer Rohstoffe in der Photovoltaik nach eigener Abschätzung (2050)

Zellentyp	Rohstoff	Menge
		kg/MW _p
CI(G)S	Indium (kein ITO)	3,0
	Cadmium (kein CdS)	0
	Gallium	1,2
	Selen	6,3
CdTe	Tellur	35,3
	Cadmium (kein CdS)	33,0
	Indium (kein ITO)	0
a-Si	Indium (kein ITO)	0

7.1.3 Zusammenfassung

Tab. 7-16 fasst die Ergebnisse zum spezifischen Bedarf kritischer Rohstoffe heutiger und zukünftiger Photovoltaikanlagen zusammen.

Tab. 7-16 Ergebnisse der Bestimmung des spezifischen Bedarfs kritischer mineralischer Rohstoffe für heutige und zukünftige Photovoltaikanlagen

Zellentyp	Rohstoff	Menge		
		2013	2025	2050
kg/MW _p				
Cl(G)S	Indium	55,5	45,0	3,0
	Cadmium	1,3	1,3	0
	Gallium	7,2	3,2	1,2
	Selen	39,3	17,4	6,3
CdTe	Tellur	99,7	43,1	35,3
	Cadmium	116,7	63,8	33,0
	Indium	15,5	15,5	0
a-Si	Indium	4,0	0	0

7.2 Potenziell kritische Rohstoffe in Komponenten der Windkraft

In diesem Kapitel wird der Einsatz von Neodym (Nd) und Dysprosium (Dy) für marktgängige Windenergieanlagen sowie zukünftig relevante Konzepte abgeschätzt. Für die bereits in Kapitel 6.2 klassifizierten Anlagentypen erfolgt eine Abschätzung ihres spezifischen Bedarfs auf Basis von Lebenszyklusanalysen, ergänzenden Studien und Expertenbefragungen. Es sei darauf hingewiesen, dass in den angegebenen Mengen von Neodym auch ein geringer Anteil von Praseodym und in den Mengen von Dysprosium ein geringer Anteil von Terbium enthalten ist. Diese Elemente treten jeweils gemeinsam im Erz auf, unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Eigenschaften kaum und werden daher nicht abgetrennt.

7.2.1 Analyse heutiger Windturbinen

Dieses Kapitel beschreibt, welche Angaben aus Lebenszyklusanalysen und weiteren Studien berücksichtigt wurden und welcher Rohstoffbedarf daraus für *bestehende* Anlagentypen abgeschätzt wurde.

7.2.1.1 Analyse vorhandener Lebenszyklusanalysen

Die im Rahmen einer Literaturanalyse identifizierten Lebenszyklusanalysen umfassen kaum für die Analyse geeignete Materialinventare (siehe Tab. 7-17 und Tab. 7-18). Überwiegend beziehen sie sich auf Anlagen mit elektrisch erregtem Generator. Die Analysen permanenter Anlagen erlauben meist keine ausreichenden Rückschlüsse auf Gewicht und Materialzusammensetzung des Generators und des darin verbauten Seltenerdsmagneten, sei es aus Vertraulichkeitsgründen oder aufgrund einer zu geringen Untersuchungstiefe. Eine Ausnahme bildet die Analyse der Vestas V-112 (D'Souza et al. 2011), einer Anlage mit high speed Synchrongenerator. Für die Anlage werden die Mengen an Seltenen Erden zwar nicht in der Ökobilanz ausgewiesen, jedoch in der zugehörigen Pressemitteilung quantifiziert: Angegeben sind darin 68 kg (22,7 kg/MW) Neodym sowie 7 kg (2,3 kg/MW) Dysprosium im

Permanentmagneten (PM) des Generators sowie weitere 14 kg (4,7 kg/MW) Neodym für den Turm der Anlage¹⁰ (Vestas 2012).

Tab. 7-17 Lebenszyklusanalysen von Windenergie-Anlagen *mit* Einsatz von Seltenen Erden

Quelle	Art der Analyse	Quantifizierung Seltener Erden Elemente	Materialinventar ausgewiesen
Synchronegenerator, permanent erregt, mit middle-speed Getriebe (SG-PM-MS)			
(Wagner et al. 2010)	Kumulierter Energieaufwand	nein	nein
Synchronegenerator, permanent erregt, mit high-speed Getriebe (SG-PM-HS)			
(D'Souza et al. 2011)	Ökobilanz	nein	ja (aggregiert)
(Vestas 2012)	Ökobilanz	ja	nein
Synchronegenerator, permanent erregt, ohne Getriebe (SG-PM-DD)			
(Guezuraga et al. 2012)	Ökobilanz	nein	ja (aggregiert)

Tab. 7-18 Lebenszyklusanalysen von Windenergie-Anlagen *ohne* Einsatz von Seltenen Erden

Quelle	Art der Analyse	Materialinventar
Asynchronegenerator, doppelt gespeist (AG)		
(DONG Energy 2008)	Ökobilanz	ja
(Martinez et al. 2009)	Ökobilanz	ja (aggregiert)
(Vestas Wind Systems 2006)	Ökobilanz	ja (aggregiert)
(Wagner et al. 2010)	Ökobilanz	nein
(Wiesen 2010)	Materialintensitätsanalyse	ja
(Guezuraga et al. 2012)	Ökobilanz	ja (aggregiert)
Synchronegenerator, elektrisch erregt, direkt (SG-E-DD)		
(ENERCON 2010)	Ökobilanz	ja (aggregiert)
(Geuder 2004)	Kumulierter Energieaufwand	ja
(Pick und Wagner 1998)	Kumulierter Energieaufwand	ja
Anlagenmix		
(Faulstich et al. 2011)	Ökobilanz	ja (aggregiert)

7.2.1.2 Ergänzende Literaturanalysen

Entscheidend für den Bedarf von Neodym und Dysprosium in zukünftigen Synchron-Generatoren sind das Magnetgewicht sowie der spezifische Stoffanteil im Magneten. Aufgrund der unzureichenden Angaben in Lebenszyklusanalysen wurden zunächst die Magnetgewichte der jeweiligen Generatortypen ermittelt und anschließend anhand der typischen Zusammensetzung von Seltenerd-magneten das eingesetzte Neodym und Dysprosium abgeschätzt. Aufgrund fehlender Informationen konnten die Materialverluste der Produktion von Magneten nicht quantifiziert werden. Es darf aufgrund hoher und volatiler Preise für die Metalle Neodym und Dysprosium jedoch davon ausgegangen werden, dass die Verluste so gering wie möglich gehalten werden. Um die fehlenden Angaben zu Material-

¹⁰ Seltene Erden können nicht nur im Generator enthalten sein, sondern auch im Turm einer Windenergieanlage, denn hier lassen sich Seltenerd-magnete nutzen, um Turmeinbauten wie Leiter und Kabelführung ohne Schweißanbindungen an der Turmwand zu befestigen (Vestas 2012).

resten zumindest teilweise zu kompensieren, wird hier mit Maximalangaben zu Metallgehalten gearbeitet.

Im *ersten Schrift* erfolgte eine Literaturlauswertung zu den Gewichten von Seltenerd magneten in Abhängigkeit der Anlagenleistung. Die identifizierten Werte stammen überwiegend aus Studien zu Generatorenkonzepten und der Auswertung zurückliegender Studien zum Einsatz kritischer mineralischer Rohstoffe in Windenergieanlagen. In den Studien wird der Einsatz kritischer Rohstoffe überwiegend auf die spezifische installierte Leistung der Generatoren bezogen (kg/MW). Dies erfolgt unter der Annahme, dass sich das Magnetgewicht und damit auch die Menge Seltener Erden im PM des jeweiligen Generatortyps linear zur Nennleistung des Generators verhalten. Tatsächlich beeinflussen jedoch neben den Generatortypen auch weitere technische Spezifikationen innerhalb der Klassen das Magnetgewicht, etwa der Durchmesser des Generators oder die gewählte Getriebeübersetzung (Chen und Pollinder 2009). Bezogen auf den deutschen Anlagenmix können die Werte daher nur als Annäherung betrachtet werden.

Wie in Abb. 7-3 anhand von Literaturwerten dargestellt, weichen die spezifischen Magnetgewichte innerhalb der betrachteten Generatorklassen teils deutlich voneinander ab. Für getriebelose Generatoren (DD) reichen die Werte von 470 bis 1.000 kg/MW. Jedoch basieren die Angaben in Chen und Pollinder (2009) sowie in Engström und Lindgren (2007) auf Konzepten optimierter Generatoren, während die Angaben von Lifton (2009) und Credit Suisse (2011) für Hersteller aus China gelten, die auf dem deutschen Markt kaum vertreten sind. Als repräsentativ für den deutschen Markt können Werte zwischen 500 und 700 kg angesehen werden (Burchart 2011).

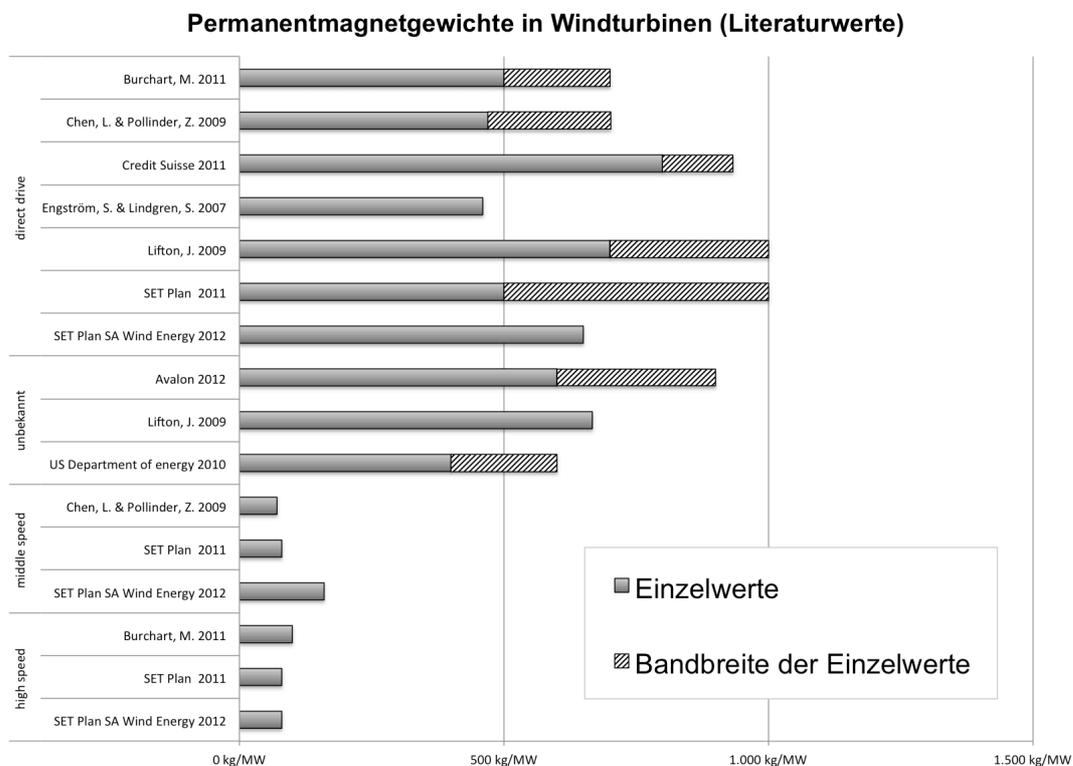


Abb. 7-3 Auswertung von Studien zu Seltenerd magnetgewichten von Windturbinen

Der Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan) der Europäischen Kommission für Wind Energie (Janssen et al. 2012) vergleicht die Angaben aus vier verschiedenen Studien

(darunter Angaben von Jack Lifton und Avalon Rare Metals inc.), woraus ein Durchschnittswert von 650 kg/MW für einen getriebelosen Generator resultiert. Dieser Wert wurde für die vorliegende Studie übernommen, da der SET-Plan den aktuellsten Datenbestand der im Rahmen der Literaturanalyse zusammengetragenen Studien umfasst. Ebenfalls aus dem SET-Plan übernommen wurden die Werte für die Generatorklassen middle-speed (MS) und high-speed (HS) mit 160 kg/MW bzw. 80 kg/MW. Diese Größenordnung konnte durch Expertenbefragungen validiert werden (VEM Sachsenwerk 2012). Tab. 7-19 zeigt zusammenfassend die ausgewählten Gewichte.

Tab. 7-19 Gewählte Seltenerd magnetgewichte von Windturbinen

Generatorklasse	Gewicht Permanentmagnet
	kg/MW
getriebelos (DD)	650
middle-speed Getriebe (MS)	160
high-speed Getriebe (MS)	80

Im *zweiten Schritt* wurden die Materialmengen anhand der Anteile Seltener Erden im Magneten abgeschätzt. Literaturangaben zur Menge an Neodym und Dysprosium in Seltenerd magneten schwanken zwischen 25 und 33 m- % (siehe Tab. 7-20). Praseodym, das sich zur Substitution von Neodym nutzen lässt, wird mit bis zu 5 m- % Anteil beziffert (Du und Graedel 2011). Der Analyse im SET-Plan Wind folgend (Janssen et al. 2012), in welchem bereits eine Literaturlauswertung durchgeführt wurde, werden Neodym- und Dysprosiumanteile in Permanent magneten mit 31 und 2,3 % festgesetzt. Verglichen mit anderen Studien fallen die Anteile sehr hoch aus, wie aus Tab. 7-20 ersichtlich ist. Bezogen auf die Materialzusammensetzung handelt es sich demnach um Maximalannahmen.

Tab. 7-20 Anteil von Metallen Seltener Erden am Gewicht von Seltenerd magneten für Windturbinen

Quelle	Neodym (Nd)	Dysprosium (Dy)	Seltene Erden insgesamt
			%
(Avalon o. J.)			25 – 30
(Credit Suisse 2011)	32		32
(Du und Graedel 2011)	20	5	30
(Lifton 2009)	28	2	30
(Moss et al. 2011)	29	2	31
(Janssen et al. 2012)	31	2,3	33,3
Gewählt für diese Studie	31	2,3	

7.2.1.3 Abschätzung des Rohstoffbedarfs

Der spezifische Rohstoffbedarf errechnet sich aus dem Anteil Seltener Erden im Magneten (Tab. 7-20) und dem spezifischen Magnetgewicht der Generatortypen (Tab. 7-19). Tab. 7-21 zeigt den somit zugrunde gelegten spezifischen Bedarf an Neodym und Dysprosium für Windturbinen mit permanent erregten Synchrongeneratoren für heutige Anlagen.

Tab. 7-21 Spezifischer Bedarf von Neodym und Dysprosium in Windturbinen mit permanent erregten Synchrongeneratoren (heutige Anlagen)

Generatortyp	Neodym	Dysprosium
	kg/MW	
Direct-drive Getriebe (DD)	201,5	15
Middle-speed Getriebe (MS)	49,6	3,7
High-speed Getriebe (HS)	24,8	1,8

Für Anlagen mit HS-Generatoren liegt der Wert nahe an den in der Vestas-Ökobilanz für die 3 MW V-112 ausgewiesenen 68 kg (22,7 kg/MW) Neodym sowie 7 kg (2,3 kg/MW) Dysprosium (Vestas 2012). Der Bedarf von Metallen Seltener Erden in direktangetriebenen SG-PM wird in Burchart (2011) mit 200 kg/MW angegeben, was nur geringfügig von den hier ermittelten Werten abweicht. Wie in Kapitel 7.2.1.1 beschrieben, wird auch ein Neodymbedarf von 14 kg (4,7 kg/MW) für einen 84 m hohen Turm einer Vestas V112 angegeben, was einem Anteil von 17 % am gesamten Neodymbedarf der Anlage entspricht. Abgesehen von der Firma Vestas konnten im Rahmen der Analyse jedoch keine weiteren Anlagenhersteller gefunden werden, die Neodym in ihren Türmen einsetzen. Diese Option wird daher im Folgenden nicht weiter berücksichtigt.

7.2.2 Abschätzung zukünftiger Windturbinen

7.2.2.1 Technologische Entwicklung von Synchrongeneratoren

Für die vorliegende Studie von besonderem Interesse sind die zu erwartenden technologischen Entwicklungen im Bereich der Permanent- bzw. Seltenerd-magneten. Im Fokus steht die Steigerung der Magnetflussdichte, unter anderem durch den Einsatz neuer Materialien, sowie aufgrund der volatilen Preise für Seltene Erden zunehmend auch die Substitution und Reduzierung Seltener Erden. Die Korngrenzen heutiger PM-Kristallstrukturen etwa weisen einen sehr hohen Neodym-Gehalt auf, der durch verbesserte Kristallisationsvorgänge minimiert werden könnte, ohne die Feldstärke negativ zu beeinflussen (Kobe et al. 2010). Desweiteren könnten cobalt- und manganreiche Materialien an Bedeutung gewinnen. Die „Materials Roadmap“ der Europäischen Kommission (European Commission 2011) stellt eine Zielvorgabe für die eingesetzten Mengen an Seltenen Erden in Permanentmagneten auf. Wie in Tab. 7-22 dargestellt, soll der Einsatz von Neodym von derzeit 29 % um knapp ein Drittel auf 20 % in 2030 zurückgehen und Dysprosium geringfügig von 2 % auf 1,8 % sinken. Vom Begleitkreis des KRESSE-Projekts wurde der angenommene Rückgang an Neodym allerdings als sehr optimistisch eingestuft.

Tab. 7-22 Zielvorgaben („Materials Roadmap“) für die Entwicklung der Neodym- und Dysprosiumanteile in Seltenerd-magneten

Seltene Erden	2015	2020	2030
	%		
Neodym	28	25	20
Dysprosium	2	1,8	1,8

Angaben bei gleicher Magnetflussdichte wie 2011

Quelle: European Commission (2011)

Dem SET-Plan folgend wird für die Berechnungen des Bedarfs an kritischen mineralischen Rohstoffen in Windturbinen zwar eine Verringerung des Neodym- und Dysprosiumanteils im Permanentmagneten bei gleicher Feldstärke angenommen (siehe Tab. 7-23). Für eine konservative Abschätzung und in Rücksprache mit dem Begleitkreis des KRESSE-Projekts wird jedoch angenommen, dass die Anteile für 2020 erst 2025 und für 2030 erst 2050 erreicht werden.

Tab. 7-23 Entwicklung der Neodym- und Dysprosiumanteile in Windturbinen mit permanent erregten Synchrongeneratoren

Seltene Erden	2013	2025	2050
	%		
Neodym	31	25	20
Dysprosium	2,3	1,8	1,8

Die hier zugrunde gelegten Werte aus Janssen et al. (2012) wurden in der Originalquelle für 2020 und 2030 prognostiziert.

7.2.2.2 Sonderfall HTS Generatoren

Da derzeit noch keine Generatoren mit Hochtemperatursupraleitern (HTS) für Windturbinen produziert werden, lassen sich für den spezifischen Bedarf Seltener Erden in permanent erregten Synchrongeneratoren mit HTS-Technologie (SG-HTS-DD) nur Annahmen treffen. Burchart (2011) etwa nennt einen Wert von 2 kg/MW Yttrium. Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde deshalb eine Expertenbefragung zur HTS-Technologie (siehe Kapitel 6.2.2.1) durchgeführt. Da das HTS-Material in der Regel in Form von Bändern produziert und aufgewickelt wird, sind neben Angaben zum Materialbedarf auch die Parameter Länge, Breite und Dicke des HTS-Bandes entscheidend für die Abschätzung. Diese sind keine statischen Größen, sondern unter anderem abhängig vom Generatorquerschnitt und der Leistungsklasse.

Die Angaben und Bandbreiten der Befragung sind in Tab. 7-24 aufgelistet. Dabei hat kein Teilnehmer Angaben zu allen Parametern machen können, was die teilweise hohen Unterschiede erklärt.

Tab. 7-24 Angaben der HTS-Expertenbefragung zum Bedarf Seltener Erden in HTS-Generatoren.

Nr	Parameter	Angaben aus der Expertenbefragung	Einheit
1	Länge HTS Band	7 - 100	km/MW
2	Schichtdicke HTS Band	1 - 2	µm
3	Breite HTS Band	ca. 4	mm
4	Materialmenge ReBCO	0,7 - 5,8	kg/MW
5	Materialmenge Yttrium	0,1 - 2	kg/MW

ReBCO = Eine Gruppe aus Supraleitern bestehend aus den Seltenen Erden (Re = rare earth) Barium (B) und Kupferoxid (CO)
HTS = High temperature superconductor

Bei den Angaben ist zu beachten, dass in den heutigen HTS-Materialien der 2. Generation (Sprungtemperatur oberhalb des Siedepunktes von Stickstoff) zwar häufig Yttrium (in Form von YBCO¹¹) eingesetzt wird, aber durchaus auch die Verwendung anderer Seltener Erden

¹¹ YBCO ist eine geläufige Abkürzung für Yttrium-Barium-Kupferoxid-Gruppen (YBa₂Cu₃O_{7-x} mit x < 0,6).

wie Neodym denkbar ist (z. B. in Form von ReBCO¹²). Im Folgenden werden daher auch stets Annahmen für einen möglichen Neodym-Bedarf getroffen, um einen Vergleich der Kritikalität gegenüber Synchrongeneratoren mit Neodym/Dysprosium-Permanentmagneten zu ermöglichen, auch wenn die Abschätzung des Gesamtbedarfs in den Szenarien nur anhand von Yttrium durchgeführt wird. Weitere mögliche Materialverbände werden an dieser Stelle nicht untersucht, könnten aber nach demselben Muster erfolgen.

In Tabelle Tab. 7-25 werden die Materialbedarfe unter verschiedenen Voraussetzungen gemäß der Angaben 1 – 3 aus Tab. 7-24 und anhand der Molvolumina ermittelt. Unterschieden wird hierbei zwischen dem maximalen und minimalen Volumen des Bauteils und nach der kleinst- und größtmöglichen Dotierung von ReBa₂Cu₃O_{7-x} mit Sauerstoff (x=0,6 bzw. x=0).

Aus der Angabe zur ReBCO-Materialmenge (4) und Yttriummenge (5) in Tab. 7-24 ergeben sich außerdem stöchiometrisch und näherungsweise für den Yttriumbedarf 0,1 - 0,8 kg/MW, was mit dem unteren Bereich der Experten-Angabe zu Yttrium übereinstimmt. Analog können 0,14 - 1,2 kg/MW Neodym berechnet werden.

Als Referenzwert für den spezifischen Yttrium-Bedarf in der Technologie-Roadmap wurde mit 0,3 kg/MW der konservativste Wert bei maximalem Volumen und minimaler Dotierung aus Tab. 7-25 gewählt. Technologieentwicklungen im Bereich des spezifischen Bedarfes konnten nicht abgeschätzt werden. Die Werte werden daher als unverändert zwischen den Jahren 2030 und 2050 angenommen. Es ergeben sich 0,3 kg/MW Yttrium sowie 0,5 kg/MW Neodym (siehe fett markierte Werte in Tab. 7-25 sowie Übersicht in Tab. 7-26). Aufgrund größerer Menge und höherem Preis ist derzeit nicht davon auszugehen, dass Neodym in HTS Generatoren eingesetzt wird, auch wenn die Kostenhürden im Vergleich zu den anderen Generatorkonzepten mit Einsatz Seltener Erden sehr viel geringer ausfallen.

Tab. 7-25 Berechnung der Yttrium-, Neodym- und Dysprosiumbedarfe in Generatoren mit Hochtemperatur-Supraleitern bei maximalem und minimalem Einsatzvolumen sowie minimaler und maximaler Sauerstoffdotierung

Element	Atommasse	Molares Volumen	Bei max. Volumen (800*10 ⁻⁶ m ³)		Bei min. Volumen (28*10 ⁻⁶ m ³)	
			Bedarf (max. Dotierung)	Bedarf (min. Dotierung)	Bedarf (max. Dotierung)	Bedarf (min. Dotierung)
	u	m ³ /mol	kg/MW			
Yttrium	88,91	19,88*10 ⁻⁶	0,310	0,297 *	0,011	0,010
Neodym	144,24	20,59*10 ⁻⁶	0,504	0,481	0,018	0,017

* Dies ist der Yttrium-Referenzwert für die Berechnungen der kumulierten Verbräuche Kapitel 7.

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der Expertenbefragung

Der Referenzwert für Yttrium liegt im Bereich der Angaben der Expertenbefragung (0,1 - 2 kg/MW), aber unter dem Literaturwert in Burchart (2011) von 2 kg/MW. Der Wert bewegt sich daher eher im Bereich einer Minimalabschätzung, was angesichts potenzieller technologischer Fortschritte als vertretbar angesehen wird.

¹² ReBCO ist die allgemeine Bezeichnung für Barium-Kupferoxid-Gruppen (BCO) mit Seltenen Erden (Re).

Tab. 7-26 Ausgewählter spezifischer Yttrium- und Neodymbedarf für Generatoren mit Hochtemperatur-Supraleitern ab dem Jahr 2030

Spezifischer Materialbedarf in Generatoren mit Hochtemperatur-Supraleitern ab 2030	Menge
	kg/MW
Yttrium	0,3
Neodym	0,5

7.2.2.3 Abschätzung des Rohstoffbedarfs

Die Anwendung der Material-Reduktionsraten aus Tab. 7-23 auf die spezifischen Bedarfe heutiger Anlagen ergibt den spezifischen Bedarfe von Neodym und Dysprosium von Windenergieanlagen mit Synchrongenerator in den Jahren 2025 und 2050 (Tab. 7-27). Die Angaben zum spezifischen Magnetgewicht bleiben unverändert, weil die Feldstärke und die Dichte des Magneten als unverändert angenommen wurden.

Tab. 7-27 Fortschreibung des spezifischen Bedarfs von Neodym und Dysprosium in Windturbinen mit permanent erregten Synchrongeneratoren auf 2025 und 2050

Generatortyp	Neodym		Dysprosium	
	2025	2050	2025	2050
kg/MW				
Direct-drive Getriebe (DD)	162,5	130,0	11,7	11,7
Middle-speed Getriebe (MS)	40,0	32,0	2,9	2,9
High-speed Getriebe (HS)	20,0	16,0	1,4	1,4

7.2.3 Zusammenfassung

Tab. 7-28 fasst die Ergebnisse zum spezifischen Bedarf kritischer mineralischer Rohstoffe heutiger und zukünftiger Windenergieanlagen zusammen.

Tab. 7-28 Ergebnisse der Bestimmung des spezifischen Bedarfs kritischer mineralischer Rohstoffe für heutige und zukünftige Windenergieanlagen

Generatortyp	Rohstoff	IST	2025	2050
kg/MW				
Synchrongenerator, permanent erregt				
Direct-drive Getriebe (DD)	Neodym	201,5	162,5	130,0
	Dysprosium	15,0	11,7	11,7
Middle-speed Getriebe (MS)	Neodym	49,6	40,0	32,0
	Dysprosium	3,7	2,9	2,9
High-speed Getriebe (HS)	Neodym	24,8	20,0	16,0
	Dysprosium	1,8	1,4	1,4
Synchrongenerator, elektrisch erregt				
Hochtemperatur-Supraleiter	Yttrium	-	2,3	2,3

8 Materialintensität ausgewählter Technologien

Der Verbrauch kritischer mineralischer Rohstoffe in Energiesystemen ist unter *wirtschaftlichen* Aspekten aufgrund begrenzter Verfügbarkeit, volatiler Preise und Importabhängigkeiten ein wichtiges Kriterium. Unter *ökologischen* Gesichtspunkten stellt die Betrachtung kritischer mineralischer Rohstoffe lediglich einen Teilaspekt dar. Zum Abschätzen der gesamten Umweltbelastung eines Energiesystems ist die Entnahme aller Rohstoffe aus der Natur und deren Verarbeitung zu berücksichtigen. Schließlich verursacht auch die Entnahme unkritischer Rohstoffe Umweltbelastungen. Unter Umständen fallen diese – z. B. aufgrund der Menge der extrahierten Rohstoffe – höher als die durch kritische Rohstoffe verursachten Umweltbelastungen aus. Es ist auch denkbar, dass sich durch den Einsatz kritischer Rohstoffe die Umweltbelastungen eines Energiesystems insgesamt reduzieren lassen, etwa wenn dadurch eine Materialeinsparung erreicht wird (wie es z. B. bei der Gewichtsreduzierung von Gondeln durch kompakte permanent erregte Generatoren in Windenergieanlagen der Fall ist).

Vor diesem Hintergrund wird in diesem Kapitel der lebenszyklusweite Einsatz mineralischer Rohstoffe für ausgewählte Windenergieanlagen (WEAs) und Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) untersucht. Als Methode wird eine Materialintensitätsanalyse nach dem MIPS-Konzept durchgeführt (siehe Kapitel 8.1).

Bei den PV-Anlagen erfolgt ein Vergleich von Modulen, die den Einsatz kritischer mineralischer Rohstoffe erfordern, mit Modulen, die ohne diese Rohstoffe auskommen (siehe Kapitel 8.2). Bei den WEAs beschränkt sich die Untersuchung hingegen auf Anlagen ohne kritische mineralische Rohstoffe, weil keine Daten von Turbinen mit permanent erregtem Synchrongenerator vorlagen (siehe Kapitel 8.3). Zwar wurden in der Vergangenheit Lebenszyklusanalysen von solchen Anlagen durchgeführt, die jeweiligen Materialinventare sind jedoch nicht publiziert. Herstelleranfragen mit der Bitte um Freigabe der Daten zur Nutzung im Rahmen des KRESSE-Projekts blieben ohne Erfolg. Daher erfolgt die Untersuchung bei WEA nur für marktübliche Turbinen mit elektrisch erregtem Synchrongenerator und Asynchrongenerator.

8.1 Vorgehensweise

Die Analyse des Rohstoffbedarfs verschiedener Energiesysteme wurde in der vorliegenden Studie mit der Methode „Material-Input pro Service-Einheit“ (MIPS) durchgeführt (Schmidt-Bleek 1998). MIPS nimmt anders als die Ökobilanz nach ISO 14.044:2006 keine Abstraktion von Wirkungen auf bestimmte Wirkungsendpunkte vor (z.B. in Form von Charakterisierungsmodellen), kann aber auf potenzielle Umweltwirkungen hinweisen oder eine Ökobilanz ergänzen (siehe Abb. 8-1).

Im Unterschied zur Ökobilanz werden materielle Rohstoffe umfassender berücksichtigt, indem auch die wirtschaftlich ungenutzte Rohstoffextraktion betrachtet wird. Beispiele für ungenutzte Rohstoffextraktion sind der Abraum in Minen, der Erdaushub im Bau, Ernterückstände in Land- und Forstwirtschaft und Landverluste durch Erosion. Die Berücksichtigung solcher Stoffströme in MIPS geschieht vor dem Hintergrund, dass Umweltbelastungen nicht immer auf die chemischen Eigenschaften von Stoffen zurückzuführen sind. Probleme wie dauerhafte Entfernung fruchtbarer Erde (Translokation), das Absinken des Grundwasserspiegels oder die dauerhafte Veränderung des Landschaftsbildes werden eher durch die absolute Menge der extrahierten Rohstoffe verursacht (Bringezu et al. 2003). Mudd (2009) zeigt in einer Studie zur Nachhaltigkeit australischer Minen etwa, dass die kontinuierlich

wachsenden Abraumengen dort und weltweit zu großen Umweltproblemen führen, die (bisher) weitestgehend unterschätzt worden sind.

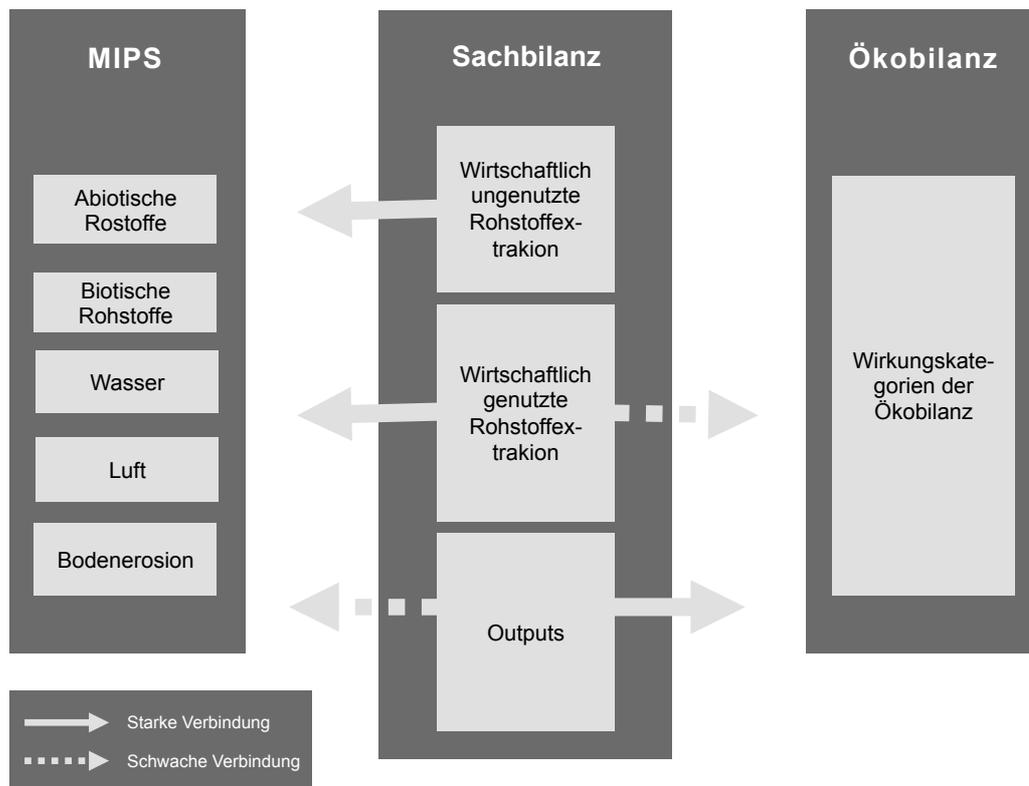


Abb. 8-1 Umfang der berücksichtigten Stoffströme in den Methoden MIPS und Ökobilanz

Die Berechnung von MIPS erfolgt durch Bezug des Rohstoffbedarfs, Material-Input (MI) genannt, auf einen bestimmten Nutzen, die Serviceeinheit:

$$MIPS = \frac{MI [kg]}{Serviceeinheit}$$

Der MI umfasst alle natürlichen Ressourcen, die von der Natur in die Technosphäre überführt wurden. Die Ressourcen werden in fünf Kategorien eingeteilt:

- Abiotische Rohstoffe¹³: Mineralische Rohstoffe, fossile Energieträger, nicht verwertete Rohförderung und bewegte Erde
- Biotische Rohstoffe: Biomasse aus bewirtschafteten und nicht bewirtschafteten Bereichen
- Wasser: Oberflächen-, Grund- und Tiefwasser (unterschieden nach Prozess- und Kühlwasser)
- Luft: Gebundene Moleküle (Verbrennung, chemische Umwandlung, physikalische Veränderung)
- Landwirtschaftliche Bodenbewegungen: Mechanische Bodenbewegung (Pflügen) oder Erosion

Da die vorliegende Studie den materiellen Ressourcenbedarfs thematisiert, beschränkt sich die Analyse auf die Kategorie des *abiotischen Rohstoffbedarfs*. Damit ist nicht ausgeschlos-

¹³ Darunter fallen die als kritische mineralische Rohstoffe identifizierten Elemente wie Indium oder Neodym.

sen, dass eines der untersuchten Systeme trotz z. B. hoher abiotischer Ressourceneffizienz ressourcenintensiver in anderen Kategorien ist. Für biotische Rohstoffe wird angenommen, dass ihr Anteil am gesamten Rohstoffbedarf der jeweiligen Energiesysteme nicht signifikant ist.

Für die Analyse zu Grunde gelegte Lebenszyklusdaten basieren auf der Ecoinvent-Datenbank (Version 2.2). Weil im MIPS-Konzept im Gegensatz zur klassischen Ökobilanz nach ISO 14.040/44 wie im vorangegangenen Abschnitt beschrieben auch die wirtschaftlich nicht genutzte Ressourcenextraktion („Unused Extraction“) berücksichtigt wird, mussten die betreffenden Ecoinvent-Prozesse auf der Inputseite um die ungenutzte Ressourcenextraktion ergänzt werden. Dies wurde mit Hilfe einer im Ecospond-Format erstellten Methode der Wirkungsabschätzung umgesetzt, die sich in LCA-Software importieren lässt. Als Datenbasis für die ungenutzte Ressourcenextraktion wurden Daten aus Wuppertal Institute et al. (2008) genutzt. Die genaue Vorgehensweise zum Einbinden der Daten ist in Saurat und Ritthoff (2013) beschrieben.

8.2 Abiotischer Rohstoffbedarf ausgewählter Photovoltaikanlagen

In diesem Kapitel wird der abiotische Rohstoffbedarf einer marktüblichen Anlage mit Dickschichtmodulen (c-Si) und zweier Anlagen mit Dünnschichtmodulen (a-Si und CIGS) miteinander verglichen.

8.2.1 Systembeschreibung

Bei den untersuchten PV-Modulen handelt es sich um Absorber mit amorphem Silizium (a-Si), CIGS (Kupfer, Indium, Gallium, Selen) und polykristallinem Silizium (c-Si). Wie bereits in Kapitel 6.1 gezeigt, ist der Marktanteil von Dünnschichtmodulen mit 3 % in 2012 an neu installierten Anlagen sehr gering. Der überwiegende Anteil entfällt auf Module mit kristallinen Zellen aus poly- oder monokristallinem Silizium, die gerahmt, verdrahtet und verglast werden. Insgesamt haben Dick- und Dünnschichtmodule teilweise andere Einsatzgebiete. So bieten sich Anlagen mit Dünnschichtmodulen aufgrund des geringeren Wirkungsgrades eher als Freiflächenanlage an, für Dachanlagen werden aufgrund der begrenzten Dachfläche häufig Dickschichtmodule bevorzugt. Auf der anderen Seite können Dünnschichtanlagen auf Dächern mit geringer Traglast installiert werden oder lassen sich direkt in Gebäude integrieren.

In der vorliegenden Studie werden Aufdachanlagen miteinander verglichen, zumal Aufdachanlagen mit 59 % den Großteil der neu installierten Anlagen in Deutschlands ausmachen – wobei in den letzten Jahren allerdings ein deutlicher Trend hin zu Freiflächenanlagen (40 % in 2012) festzustellen war (siehe Kapitel 6.1.1.2). Die Gebäudeintegration von Photovoltaik ist in Deutschland derzeit zu vernachlässigen (1 % in 2012).

Die wichtigsten Eckdaten der PV-Module finden sich in Tab. 8-1. Das CI(G)S-Modul hat mit 12,4 % einen fast doppelt so hohen Wirkungsgrad wie das a-Si-Modul mit 6,6 %. Den größten Wirkungsgrad weist das c-Si-Modul mit 14,4 % auf.

Tab. 8-1 Eckdaten der PV-Module

	Einheit	CI(G)S	a-Si	c-Si
Wirkungsgrad η	%	12,4 (Mittelwert)	6,6	14,4
Modulgröße	m ²	0,79-1,04	1,43-5,72	1,6
	W _p /m ²	124	66	144
Gewicht	kg/m ²	21,1	18,3	nicht angegeben

Quelle: de Wild-Scholten (2012)

8.2.2 Systemgrenzen

Die Systemgrenzen wurden so gewählt, dass sich die verschiedenen Modultypen möglichst gut vergleichen lassen. In die Betrachtung fließen sowohl die Herstellung der Wafer, der Zellen, des Moduls, der Wechselrichter und der Aufständerung als auch der notwendige Materialaufwand für Reparaturen und den Austausch der Wechselrichter nach 15 Jahren ein. Die Netzanbindung wird nicht berücksichtigt.

Die Systeme sind als 3 kW_p Anlagen mit einer Sonneneinstrahlung von 1.117 kWh/m² ausgelegt. Die Lebensdauer wurde, wie üblich bei PV-Anlagen, mit 30 Jahren festgelegt (siehe z. B. Ecoinvent (2010) und Jungbluth et al. (2009)).

8.2.3 Datenerhebung

Die verwendeten Materialinventare der Module stammen aus de Wild-Scholten (2012) und Ecoinvent (2010). Die Materialinventare von de Wild-Scholten beziehen sich auf die PV-Module und stellen eine Aktualisierung der Prozesse aus Ecoinvent 2.2 dar. Daten zur Aufständerung, der elektrischen Installation und des Wechselrichters wurden aus Ecoinvent übernommen. Alle Daten wurden im Zeitraum zwischen 2005 und 2011 erhoben.

Die Materialinventare aus de Wild-Scholten (2012) beziehen sich auf geringfügig andere Wirkungsgrade. Daher wurde die Modulfläche entsprechend der in in Tab. 8-1 dargestellten Wirkungsgrade angepasst. Dies erfolgt unter der Annahme, dass sich die Materialzusammensetzung und die Schichtdicke der Zellen bei Steigerung des Wirkungsgrades nicht verändern. Die absoluten Mengen an möglicherweise kritischen mineralischen Rohstoffen verringern sich demnach nicht. Wie die nachfolgenden Ergebnisse zeigen, hat diese Annahme jedoch keinen signifikanten Einfluss auf die Endergebnisse.

Die Hauptkomponenten der Materialinventare sind in Tab. 8-2 aufgelistet. Es werden sowohl die mengenmäßig relevanten als auch die möglicherweise „kritischen“ Komponenten der Systemelemente dargestellt. Die übrigen Materialien sind unter „sonstige Materialien“ zusammengefasst.

Für die Aufständerung der Module wurde der Prozess „slanted-roof construction, mounted on roof“ aus der Ecoinvent-Datenbank gewählt und entsprechend der Modulfläche für die jeweiligen Module angepasst. Die Transportwege und der Strombedarf wurden für alle drei Modultypen angeglichen, der Wasserbedarf zur Reinigung der Zellen wurde entsprechend der Modulfläche angepasst.

Tab. 8-2 Massen der wichtigsten Materialien der Systemelemente

Systemelement	Material	Menge	Einheit
Aufständerung Schrägdach	Aluminium	2,8	kg/m ²
	Stahl	1,5	
	Sonstige Materialien	0,2	
	<i>Gesamtmaterial</i>	<i>4,5</i>	
Wechselrichter 2.500 W (Lebensdauer 15 Jahre)	Stahl	9,8	kg
	Aluminium	1,4	
	Kupfer	5,5	
	Sonstige Materialien	1,8	
	<i>Gesamtmaterial</i>	<i>18,5</i>	
Elektrische Installation/ Verkabelung einer 3 kW _p - Anlage	Kupfer	14,7	kg
	HDPE	17,6	
	PVC	2,13	
	Sonstige Materialien	1,37	
	<i>Gesamtmaterial</i>	<i>35,8</i>	
CIGS-Modul	Aluminium	3,81	kg/m ²
	Glas	5,27	
	Solarglas	7,7	
	Indium	0,0055	
	Gallium	0,0110	
	Selen	0,0068	
	Cadmiumchlorid	0,0003	
	Sonstige Materialien	2,486	
	<i>Gesamtmaterial</i>	<i>19,29</i>	
a-Si-Modul	Glas	8,25	kg/m ²
	Solarglas	8,97	
	Stahl	3,33	
	Sonstige Materialien	1,02	
	<i>Gesamtmaterial</i>	<i>21,57</i>	
c-Si-Modul	Aluminium	2,13	kg/Modul
	Solarglas	8,06	
	Solarzelle	4,14	
	Kupfer	0,103	
	Zinn	0,013	
	Silber	0,017	
	Sonstige Materialien	2,21	
	<i>Gesamtmaterial</i>	<i>16,56</i>	

Quelle: Jungbluth et al. (2009); de Wild-Scholten (2012)

Für einige Prozesse in de Wild-Scholten (2012) waren keine Materialinventare vorhanden. In diesem Fall wurden ähnliche Prozesse aus Ecoinvent gewählt. Sie sind in Tab. 8-3 aufgelistet.

tet. Für Polyvinylbutyral wurde beispielsweise Ethylvinylacetat als Ersatz gewählt, da beide in der Solarindustrie als Klebstoff Anwendung finden. Mengenmäßig machen diese Ersatzstoffströme nur einen sehr geringen Anteil am Gesamtsystem aus, sodass die Ergebnisse durch deren Ersatz nicht wesentlich verfälscht werden.

Tab. 8-3 Umgang mit Datenlücken bei den betrachteten PV-Modulen

Eigentlicher Stoffstrom	Menge	Verwendeter Ersatz-Stoffstrom	Prozess aus Ecoinvent
	kg		
Sn 96,5 % - Ag 3,5 % Solder	0,001	solder, paste, Sn 95.5 Ag 3.9 Cu 0.6, for electronics industry, at plant	photovoltaic panel, a-Si, at plant
Polyvinylbutyral Folie	0,189 0,869	ethylvinylacetate, foil, at plant	photovoltaic laminate, CIGS, at plant photovoltaic panel, a-Si, at plant
Stickstofftrifluorid (NF ₃)	0,0127	chemicals, inorganic	photovoltaic panel, a-Si, at plant
Diethylzink	0,0357	chemicals, organic	photovoltaic panel, a-Si, at plant

Für die Berechnung der Vorketten wurden Daten aus Ecoinvent 2.2 verwendet. Der resultierende Rohstoffbedarf der wichtigsten Prozesse ist in Tab. 8-4 zusammengefasst. Dabei wird ersichtlich, dass der Silberabbau mit sehr hohen Mengen ungenutzter Ressourcenextraktionen einhergeht.

Tab. 8-4 Darstellung einiger Elementarflüsse für die Modellierung der Photovoltaik-Anlagen

Prozess	Abiotischer Rohstoffbedarf	Einheit
Aluminium Produktionsmix (68 % primär, 32 % sekundär)	19,41	
Kupfer Produktionsmix (43 % primär, 57 % sekundär)	197,23	
Stahl (niedrig legiert)	14,06	
Stahl (hoch legiert)	41,94	
HDPE (Polyethylen mit hoher Dichte)	2,29	kg/kg
LDPE (Polyethylen mit niedriger Dichte)	2,41	
PVC	3,21	
glasfaserverstärkter Kunststoff	9,64	
Silber, ab Regionallager	53.000	
Elektrizität Europa (Niederspannung)	1,72	kg/kWh

8.2.4 Abiotischer Rohstoffbedarf von c-Si, a-Si und CIGS-Anlagen

Die Ergebnisse zeigen, dass der durch CIGS-Module bereitgestellte Strom den geringsten Rohstoffbedarf aufweist, gefolgt von a-Si-Modulen. Dies ist auf den höheren Wirkungsgrad der CIGS-Module zurückzuführen (siehe Tab. 8-1). c-Si-Module schneiden hingegen trotz des hohen Wirkungsgrades am schlechtesten ab. Die Ergebnisse sind in Tab. 8-5 aufgelistet.

Tab. 8-5 Ergebnisse der MIPS-Analyse für die Stromerzeugung mittels CIGS-, a-Si- und c-Si-PV-Anlagen

Rohstoffbedarf	Einheit	a-Si	CIGS	c-Si
abiotisch	kg/kWh	0,32	0,21	0,39

Abb. 8-2 zeigt, in welchem Maße die Hauptbestandteile zum gesamten lebenszyklusweiten abiotischen Materialbedarf beitragen. In den Bauteilen ist sowohl der notwendige Materialtransport als auch die Beseitigung der Materialien am Lebenszyklusende enthalten. Es wird deutlich, dass das a-Si-Modul den doppelten und das c-Si-Modul den dreifachen abiotischen Materialbedarf eines CIGS-Moduls aufweist, was sich unter anderem mit dem Einsatz unterschiedlicher Silbermengen für die Metallisierung der Wafer begründen lässt. So liegt der Anteil von Silber am Rohstoffbedarf für das c-Si-System bei 41 % (0,159 kg/kWh), bei a-Si und CIGS hingegen bei 8 % (0,026 kg/kWh) bzw. 10 % (0,022 kg/kWh). Auch der hohe Energieverbrauch bei der Produktion der c-Si-Module schlägt sich deutlich in den Werten nieder.

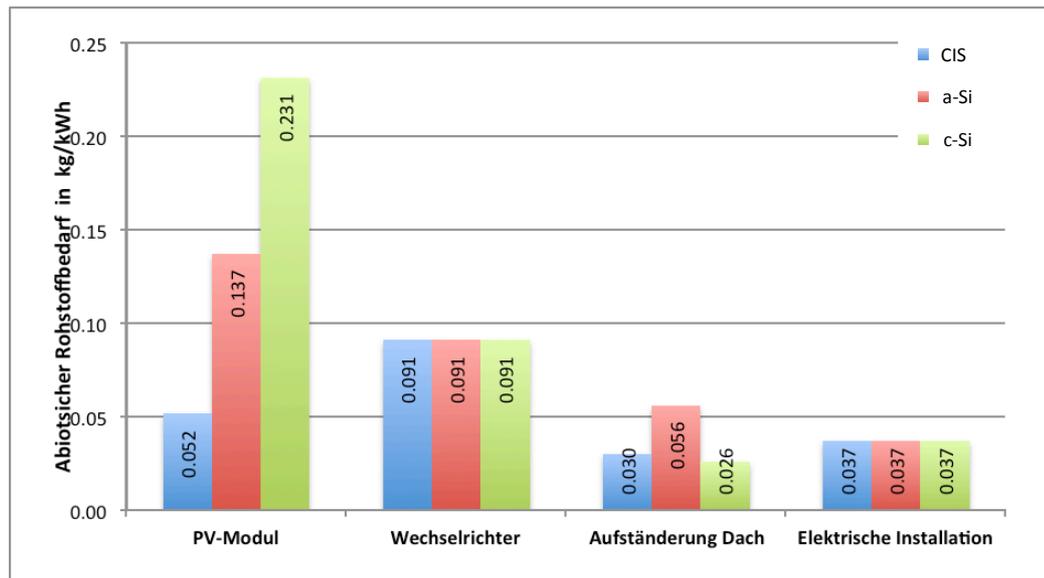


Abb. 8-2 Anteil der Hauptbauteile am abiotischen Rohstoffbedarf für die Erzeugung von 1 kWh Strom mit CIGS-, a-Si- und c-Si-Anlagen

Insgesamt unterliegen die Ergebnisse einigen Unsicherheitsfaktoren: Die Aufständerung beeinflusst das Ergebnis abhängig von Montageart (In-Dach, Auf-Dach, Aufständerung auf Flachdach, Wandmontage usw.) und verwendetem Material deutlich. Für die CIGS- und a-Si-Module sind durch die geringe Schichtdicke und die damit einhergehende Flexibilität im Vergleich zu Modulen aus Dickschichtzellen weniger aufwendige Aufständerungen möglich, alternativ lassen sie sich direkt ins Gebäude integrieren. Dementsprechend würde auch der Rohstoffbedarf sinken.

Die Unterschiede im Rohstoffverbrauch der Dachaufständerung für die jeweiligen Module ergeben sich durch die je nach Zelltyp unterschiedliche Fläche der Anlage. So wird bei CIGS und c-Si mit 28 bzw. 21 m² deutlich weniger Modulfläche für die Produktion von 1 kWh Strom benötigt als bei a-Si-Anlagen (hier 47 m²). Je größer die benötigte Fläche, um so größer ist auch der Materialbedarf für die Aufständerung der Module.

Welchen Einfluss der Wirkungsgrad auf den abiotischen Rohstoffverbrauch (in kg/kWh) hat, zeigt Abb. 8-3. Hier wurde der Wirkungsgrad unter der Annahme, dass Materialzusammensetzung und Schichtdicke unverändert bleiben, variiert. Setzt man den gleichen Wirkungsgrad für a-Si und CIGS an, ergibt sich ein ähnlicher abiotischer Rohstoffbedarf. Der Rohstoffbedarf der c-Si-Dickschichtzelle liegt unter Annahme des gleichen Wirkungsgrads hingegen weiterhin über den Werten für CIGS und a-Si, weil der relative Anteil der Herstellung des Moduls am Rohstoffbedarf höher ist. Selbst unter der Annahme eines Wirkungsgrades

von 20 % (maximaler Wirkungsgrad der c-Si Zellen unter Laborbedingungen) werden die Ist-Werte für den abiotischen Rohstoffbedarf von CIGS und a-Si nicht erreicht.

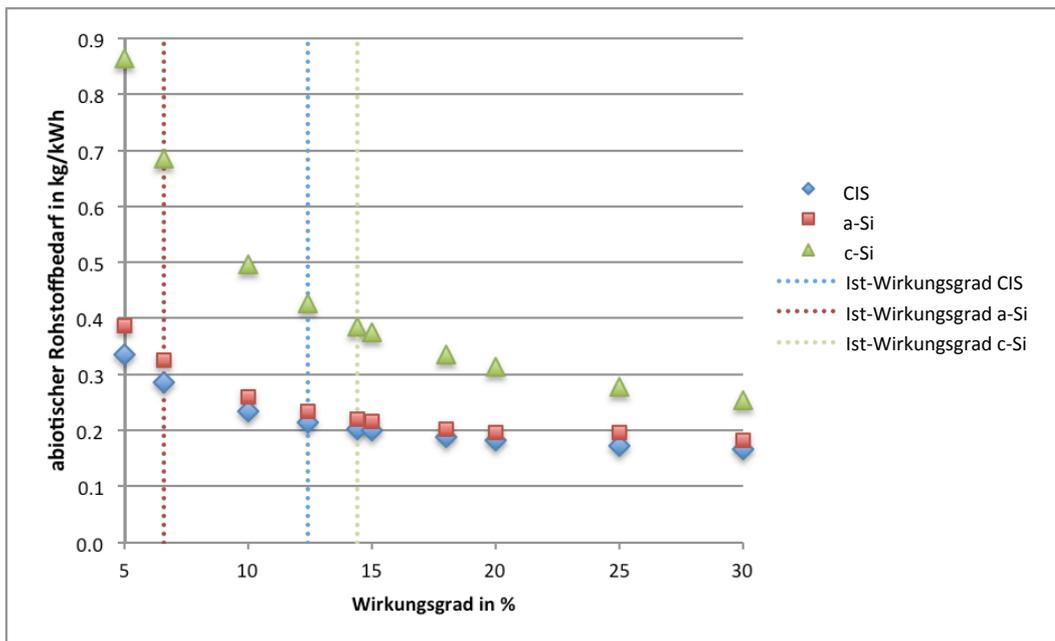


Abb. 8-3 Abiotischer Rohstoffbedarf bei verschiedenen Wirkungsgraden für c-Si, a-Si und CIGS-Anlagen

Darüber hinaus wurde untersucht, welchen Einfluss einzelne Rohstoffe auf den gesamten abiotischen Rohstoffbedarf haben. Nimmt man an, dass in den CIGS-Zellen kein *Indium* eingesetzt werden müsste, so würde sich nur eine minimale Rohstoffeinsparung von 0,39 % ergeben; würde *Gallium* nicht benötigt, eine Rohstoffeinsparung von 0,37 % (siehe Tab. 8-6). Dies gilt jedoch nur für den Fall, dass Indium und Gallium als Nebenprodukte, beispielsweise des Bauxit-Abbaus, gewonnen werden. In Tab. 8-6 sind ausgewählte Rohstoffe der CIGS-Anlage zusammengefasst.

Tab. 8-6 Abiotischer Rohstoffbedarf möglicher kritischer mineralischer Rohstoffe und ihr Anteil am gesamten abiotischen Rohstoffbedarf pro kWh durch CIGS bereitgestellten Stroms

Kritischer Rohstoff	Anteil am gesamten abiotischen Rohstoffbedarf einer CIGS-Anlage	
	%	kg/kWh
Indium	0,39	$9,6 \cdot 10^{-4}$
Gallium	0,37	$9,4 \cdot 10^{-4}$
Selen	0,009	$2,22 \cdot 10^{-5}$
Cadmiumchlorid	0,001	$2,18 \cdot 10^{-6}$

Anders sieht es beim Einsatz von *Silber* in den Metallkontakten der c-Si-Module aus. Mit einem abiotischen Rohstoffbedarf von 0,16 kg/MWh trägt es mit etwa 40 % zum gesamten abiotischen Rohstoffbedarf der Anlage bei. In den vergangenen Jahren wurde von den Modulherstellern aufgrund steigender Silberpreise daran gearbeitet, den Silber-Anteil in Dickschichtzellen zunehmend zu reduzieren (Anmerkung der Experten im Begleitkreis des Projekts). Da das Materialinventar des c-Si-Moduls zwischen 2005 und 2011 erhoben wurde, ist davon auszugehen, dass die Angaben zum Silberbedarf nicht mehr dem aktuellen Stand

entsprechen. Folglich sollte der Rohstoffbedarf in der vorliegenden Analyse als Maximalannahme verstanden werden.

In Zukunft ist außerdem denkbar, dass Metallkontakte aus Kupfer statt aus Silber gefertigt werden. Dabei wird das Kupfer nicht in Form einer Paste durch Siebdruck, sondern durch einen anderen Beschichtungsprozess (Galvanisierung) aufgetragen, wodurch sich auch der Energieaufwand verändert. Durch Nutzung dieses Verfahrens könnten noch weitere Vorteile wie eine Steigerung des Gesamtwirkungsgrades entstehen. Aufgrund der vielen Unsicherheiten und der ausschließlichen Erprobung an Versuchsanlagen kann jedoch keine genaue Berechnung des Rohstoffbedarfs bei Verwendung von Kupfer- statt Silberkontakten erfolgen. Unter der Annahme, dass sich das Silber zu 100 % durch Kupfer ersetzen lässt, ergäbe sich ein abiotischer Rohstoffverbrauch von 0,25 kg/kWh. So würde der gesamte abiotische Rohstoffverbrauch um 35 % sinken und läge in der Größenordnung des Rohstoffbedarfs der CIGS-Anlage.

8.2.5 Zusammenfassung

Der abiotische Rohstoffbedarf von CIGS-, a-Si- und c-Si-Anlagen fällt sehr unterschiedlich aus. So entspricht der abiotische Rohstoffbedarf von CIGS nur 54 %, der von a-Si 82 % des Verbrauchs von c-Si-Photovoltaik-Anlagen. Ausschlaggebend sind vor allem der Energiebedarf der Produktion sowie die Verwendung von Metallen (wie Silber) mit einem großen ökologischen Rucksack. Wie im vorangegangenen Kapitel erklärt, handelt es sich jedoch bei letzterem um eine konservative Annahme.

In Zukunft wird der spezifische Materialbedarf aller drei Systeme vor allem durch Wirkungsgradsteigerungen sinken. Die Materialentwicklung wird im Zuge dessen vor allem bei a-Si- und CIGS-Anlagen zu dünneren Zellen und folglich einem geringeren Materialbedarf führen. Diese Dünnschichten ermöglichen außerdem völlig neue Gestaltungsmöglichkeiten, welche zusätzlich zu einer Reduktion des Materialaufwandes für Aufständersysteme führen.

8.3 Abiotischer Rohstoffbedarf ausgewählter Windenergieanlagen

Zur Abschätzung des abiotischen Rohstoffbedarfs von Windenergieanlagen werden drei Anlagentypen analysiert. Die Enercon E-82 (2,3 MW) ist als Anlage mittlerer Leistungsklasse repräsentativ für den deutschen Markt. Außerdem wurden vor dem Hintergrund der zu erwartenden steigenden Anlagenleistung eine Enercon E-112 (4,5 MW) sowie eine Repower 5M (5 MW) betrachtet.

8.3.1 Systembeschreibung

Die Analyse umfasst die Ermittlung des abiotischen Rohstoffverbrauchs von Windenergieanlagen unterschiedlicher Antriebsstränge und Leistungsklassen. Derzeit dominieren auf dem deutschen Markt getriebelose Anlagen mit elektrisch erregtem Synchrongenerator der Firma Enercon (58 % Marktanteil im Onshore-Zubau 2012, siehe Kapitel 6.2.1.2). Daneben sind Anlagen mit asynchron erregtem Generator und Getriebe verbreitet (19 %). Als Beispiele wurden in dieser Studie folgende Anlagen ausgewählt (siehe Tab. 8-7):

- Eine Enercon E-82 M3 als Anlage mittlerer Leistungsklasse (ENERCON 2013) mit einer Nennleistung von 2,3 MW. Sie ist ebenfalls mit einer installierten Leistung von 3 MW für

besonders gute Windstandorte verfügbar, wobei ein leistungsstärkerer Generator mit Wasserkühlung eingesetzt wird (Rotordurchmesser in beiden Anlagen bei 82 m). Dieser Leistungsbereich (2-3 MW) deckt zur Zeit drei Viertel aller neu installierten Onshore-Turbinen ab (Fraunhofer IWES 2013b) und ist deshalb repräsentativ für den IST-Zustand.

- Die Enercon E-112 mit 4,5 MW Nennleistung wurde analysiert, um den Zusammenhang zwischen Leistungsklasse und Rohstoffverbrauch zu untersuchen. Der Anlagentyp wurde ebenfalls mit 6 MW Nennleistung ausgeliefert. Inzwischen hat Enercon die Anlage durch die E-126 (7,5 MW) ersetzt. Der mit der Leistungsklasse exponentiell steigende Generatorquerschnitt und das damit einhergehende hohe Gondelgewicht macht die Errichtung von elektrisch erregten Synchrongeneratoren im Direktantrieb (SG-E-DD) in großen Leistungsbereichen sehr aufwändig. Beispielsweise wiegt der Generator einer E-126 Anlage 225 t, was spezielle Installationskräne und den Zusammenbau von Einzelteilen vor Ort erfordert (Kranmagazin 2011) ¹⁴.
- Die Repower 5M ergänzt die Analyse um eine Anlage der 5 MW-Klasse mit Asynchrongenerator. Dieser Anlagentyp ist bisher nur im offshore Bereich verbaut worden. Er ist jedoch auch prinzipiell für den onshore Bereich verfügbar.

Für Anlagen mit permanent erregtem Synchrongenerator waren keine Daten verfügbar, zumal bisher nur wenige Anlagentypen mit diesem Antriebsstrang auf dem deutschen Markt vertreten sind. Mehrfache Herstelleranfragen blieben leider unbeantwortet.

Tab. 8-7 Rahmendaten der untersuchten Windturbinen

	Einheit	Enercon E-82 E2	Enercon E-112	Repower 5M Onshore
Nabenhöhe	m	107	124	117
Leistung nach Kennlinie	kW	ca. 540	k.A.	ca. 1.650
Volllaststunden	h/a	1.900	2.600 h/a	2.600
Nennleistung	kW	2.300	4.500 kW	5.075
Antriebsstrang		Synchrongenerator, elektrisch erregt im Direktantrieb	Synchrongenerator, elektrisch erregt im Direktantrieb	Asynchrongenerator, elektrisch erregt
Rotordurchmesser	m	82	113	126
Nabenhöhe	m	107	125	117
Turm		Stahlbeton	Stahlbeton	Stahlrohrturm
Gründung		Stahlbeton	Stahlbeton	Stahlbeton

Die angenommenen Volllaststunden (Brutto, ohne Berücksichtigung der Verluste bei der Übertragung zum Netzanbindungspunkt) für die verschiedenen Anlagentypen basieren auf einem Windstandort in der Nähe von Magdeburg mit einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 4,5 m/s in 10 m Höhe, einem Hellmann-Exponenten von 0,2, einem Feld-Wirkungsgrad von 10 % und den jeweiligen Leistungskennlinien der Turbinen. Mit 6,8 m/s durchschnittlicher jährlicher Windgeschwindigkeit in 80 m Höhe handelt es sich um einen Starkwindstandort. Die Rahmendaten der Anlagen, ihre Nabenhöhe und daraus errechnete Brutto-

¹⁴ Zum Vergleich: Der Generator einer E-82 wiegt ca. 60 t und der Generator einer Repower 5M ca. 18 t (Wiesen 2010).

Volllaststunden sind in Tab. 8-7 dargestellt. In Anbetracht der Unsicherheiten und des hohen Einflusses der Volllaststunden auf den spezifischen Rohstoffbedarf werden für die Enercon E-112 und Repower 5M dieselben Volllaststunden angesetzt.

8.3.2 Systemgrenzen

Die Systemgrenzen wurden so gewählt, dass eine möglichst gute Vergleichbarkeit der Anlagen besteht. Sie beschränken sich auf die Herstellung der Turbine selbst sowie Errichtung und Abriss der Anlage. In der Nutzungsphase wurde lediglich der Austausch von Getriebeöl berücksichtigt.

Die Nutzungsdauer der Turbinen wird mit 20 Jahren angesetzt. Der über die Nutzung erzeugte Strom wird mit Verlusten, die in der Anlage z. B. durch Umrichter anfallen, aber ohne Netzverluste bei der Einspeisung ins Stromnetz berücksichtigt. Wartung und Reparaturen wurden nicht berücksichtigt, sind jedoch für eine Vergleichsanalyse von Turbinensystemen von untergeordneter Bedeutung. Hierdurch entstehen Unsicherheiten, da bei konventionellen Asynchron-turbinen ein Austausch des Getriebes notwendig werden kann. Bei direktangetriebenen Anlagen wie den Enercon-Modellen ist dies dagegen nicht der Fall. Durch den Austausch des Getriebes während der Lebensdauer würde sich der abiotische Rohstoffverbrauch für die Repower 5M um etwa 7 % erhöhen¹⁵.

8.3.3 Abiotischer Rohstoffbedarf einer Enercon E-82 E2 mit 2,3 MW

In diesem Abschnitt wird die Analyse des Ressourcenbedarfs der E-82 beschrieben. In der Enercon E-82 E2 ist wie bei allen Enercon-Anlagen üblich ein elektrisch erregter Synchron-generator verbaut. Von besonderer Relevanz ist in diesem Fall der Einsatz von Kupferwindungen im Ringgenerator. Ihre Masse steigt überproportional mit jeder Erhöhung des Generatorquerschnitts. Als Konsequenz fällt nicht nur mehr Kupfer in der Gondel an, sondern es müssen auch Türme und Fundamente schwerer ausgelegt werden.

8.3.3.1 Datenerhebung

Grundlage für die Berechnung des Rohstoffbedarfs ist eine Studie zur Parametrisierung von standort-spezifischen Lebenszyklusanalysen von Windturbinen (Zimmermann 2013). Darin findet sich ein aggregiertes Materialinventar für eine Enercon E-82 mit einem 2,3 MW Generator (siehe Tab. 8-8), das aus der Analyse unterschiedlicher Modelle gewonnen worden ist.

In Bezug auf den Stahleinsatz wurden von den Autoren folgende Annahmen getroffen:

- In den Rotorblättern wird niedrig legierter Stahl verwendet, der als Blitzschutz dient.
- Die Stahlelemente der Gondel bestehen zu 50 % aus hoch legiertem Stahl, zu 45 % aus niedrig legiertem Stahl und zu 5 % aus feuerverzinktem Stahl. Die Anteile entsprechen in etwa den Anteilen in Wiesen (2010).
- Im Turm wird reiner Betonstahl eingesetzt.
- Die Elektronik (darunter der Transformator) wird konservativ mit 40 % hoch legiertem und 60 % niedrig legiertem Stahl ausgelegt.
- Der Stahleinsatz im Fundament wird ebenfalls mit reinem Betonstahl angenommen.

¹⁵ Das Getriebe der Repower 5M weist einen abiotischen Ressourcenverbrauch von 1.865 t bei einem Nettogewicht von 62 t inklusive Getriebeöl auf.

Tab. 8-8 Materialinventar einer E-82 E2

Material	Gesamt	Rotorblätter	Gondel	Turm	Elektronik	Fundament
	t					
Stahl	246,1	1,1	53	103	37	52
Gusseisen	73		72,5		0,5	
Kupfer	11		10		1	
Aluminium	1,28	0,08	1,2			
GfK	29	29				
Beton	1,880			790		1.090
Gesamt	2.240,38	30,18	136,7	893	38,5	1.142

Quelle: Zimmermann (2013)

Für die Herstellung der Halbzeuge und Komponenten wurde ein Strombedarf von 960 kWh unterstellt. Diese Annahme errechnet sich aus 3.165 kWh kumuliertem Energieaufwand bei 85-prozentigem Anteil der Energieaufwendungen für den Zusammenbau (siehe ENERCON (2010) mit denselben Materialaufwendungen) sowie einem Bereitstellungsfaktor¹⁶ von 2,8. Weil die zugrunde gelegten Energieaufwendungen in ENERCON (2010) sich auf Primärenergie beziehen, ist diese Angabe jedoch mit Unsicherheiten behaftet.

Die Daten zur Wartung der Turbine in Form von Getriebeölaustausch über 20 Jahre gehen auf den Ecoinvent 3.0 Datensatz „electricity production, wind, >3MW turbine, onshore, ASCC“ zurück. Darin werden 354,4 kg Getriebeöl angenommen, die einmal pro Jahr ausgetauscht werden müssen. Der Transport des Öls (200 km Entfernung) wird mit einem EURO 3 LKW in der Klasse 7,5 - 16 t durchgeführt.

Für die Berechnung des abiotischen Rohstoffbedarfs der Strombereitstellung wurde in allen Klassen der europäische Strommix gewählt. Der angesetzte Rohstoffbedarf für die wichtigsten vorgelagerten Prozesse ist in Tab. 8-9 zusammengefasst.

Tab. 8-9 Rohstoffbedarf relevanter Materialien für die Modellierung der Windenergieanlagen

Prozess	Abiotischer Rohstoffbedarf	Einheit
Aluminium Produktionsmix (68 % primär, 32 % sekundär)	19,41	
Kupfer Produktionsmix (43 % primär, 57 % sekundär)	197,23	
Stahl (niedrig legiert)	14,06	
Stahl (hoch legiert)	41,94	
Gusseisen	12,31	
Blei (25 % primär, 75 % sekundär)	14,87	kg/kg
Zink (primär)	40,58	
Beton	1,24	
glasfaserverstärkter Kunststoff	9,64	
Epoxidharz	8,21	
Elektrizität Europa (Niederspannung)	1,76	kg/kWh

¹⁶ Der Bereitstellungsfaktor beschreibt das Verhältnis aus Primär- zu Endenergie und gibt den jeweiligen Primärenergiemix im Referenzjahr (2010) wieder.

8.3.3.2 Ergebnisse der Enercon E-82 E2

Herstellung, Errichtung und Abriss einer Enercon E-82 Turbine benötigen über 12.000 t abiotisches Material. Unter Einbezug von Wartungszyklen für den Austausch von Getriebeöl und bezogen auf eine Lebensdauer von 20 Jahren, 1.900 Bruttovolllaststunden und eine Nennleistung von 2,3 MW ergibt sich ein spezifischer abiotischer Rohstoffbedarf von 142 kg/MWh. Unsicherheiten entstanden vor allem durch die notwendigen Annahmen für die Zuordnung der aggregierten Werte für Stähle. Diese machen zusammen (niedrig legiert, hoch legiert, Betonstahl und feuerverzinkt) etwa 36 % des gesamten abiotischen Rohstoffbedarfs aus. Hier ist jedoch vor allem der Kupfereinsatz entscheidend für das Gesamtergebnis (ca. 43 %). Auf den Energieaufwand der Herstellung, welcher im vorliegenden Fall als 100 % elektrisch angenommen wurde und mit Unsicherheiten behaftet ist, entfallen etwa 3,5 % des gesamten abiotischen Rohstoffverbrauchs.

8.3.4 Abiotischer Rohstoffbedarf einer Enercon E-112 mit 4,5 MW

8.3.4.1 Datenerhebung

Als Datenquelle dient der Ecoinvent 3.0 Datensatz „wind turbine construction, 4.5MW, onshore“ (Bauer 2008). Die Zusammensetzung der Gondel und der Rotorblätter basieren auf einer Extrapolation von Daten für eine E-66 1,5 MW Turbine aus Chataignere und Le Boulch (2003), welche sich teilweise auf das Jahr 1998 beziehen. Da auch die Inventare für Fundament und Turm (Stahlbeton) nur abgeschätzt wurden, ist der Datensatz mit großen Unsicherheiten behaftet. Als Grundlage der Modellierung dienen die in Tab. 8-9 beschriebenen Materialien.

Die Wartungsaufwendungen der E-112 wurde analog zur Enercon E-82 berechnet.

8.3.4.2 Ergebnisse der Enercon E-112

Für die Herstellung, Errichtung und den Abriss einer Enercon E-112 Turbine müssen mehr als 38.000 t abiotisches Material extrahiert werden. Unter Einbezug von Wartungszyklen für den Austausch von Getriebeöl und bezogen auf eine Lebensdauer von 20 Jahren, 2.600 Bruttovolllaststunden und eine Nennleistung von 4,5 MW ergibt sich so ein spezifischer abiotischer Rohstoffbedarf von 165 kg/MWh. Aufgrund der Aggregation des Datensatzes ist es nicht mehr möglich, diesen Bedarf den jeweiligen Komponenten zuzuordnen. Aus Rohstoff-sicht ist der Kupfereinsatz für mehr als 50 % des Rohstoffverbrauchs verantwortlich (siehe Abb. 8-4).

Somit sind bei der Beurteilung des Rohstoffbedarfs nicht nur die zugrunde gelegten Volllaststunden sondern auch die Dimensionierung der Kupferwindungen entscheidend. Auch die Anteile an rezykliertem Kupfer oder der Kupferabbau in Minen mit geringer oder höher ungenutzter Extraktion haben großen Einfluss auf den Rohstoffbedarf¹⁷. Die ungenutzte Ressourcenextraktion ist für jedes Erz unterschiedlich und sowohl von Kuppelprodukten als auch vom Standort der Mine abhängig. Im vorliegenden Fall wurde eine ungenutzte Ressourcenextraktion von 553 kg pro kg Roherz für das mengenmäßig größte Erz mit einem Erzgehalt

¹⁷ Sowohl Rezyklatanteil als auch die Menge ungenutzter Ressourcen verhalten sich nahezu direkt proportional zum berechneten abiotischen Ressourcenaufwand der Anlage.

von 0,36 % angenommen (Wuppertal Institute et al. 2008), was als typischer Wert für die globale Kupferproduktion gelten kann.

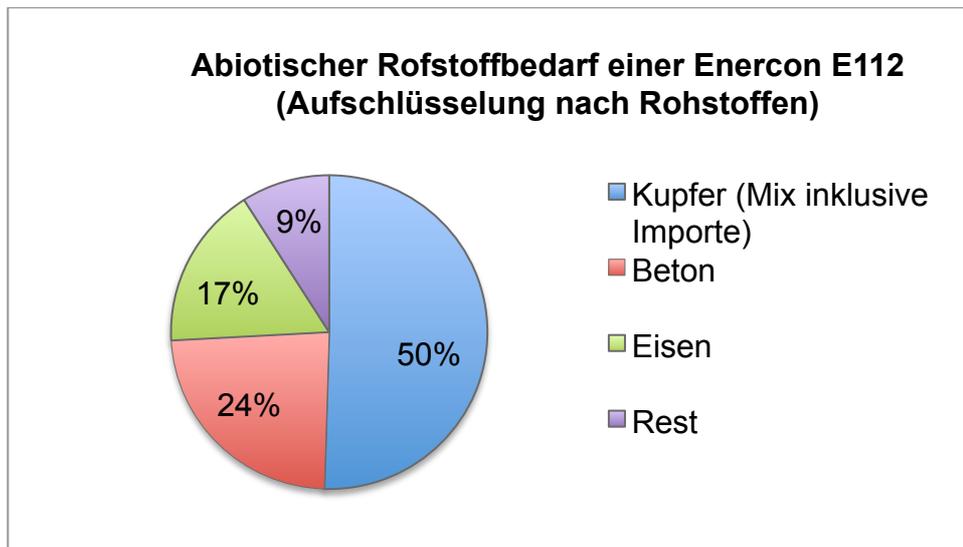


Abb. 8-4 Rohstoffanteile des abiotischen Rohstoffbedarfs einer Enercon E112 mit 4,5 MW

Mit Angaben aus Geuder (2004) lassen sich Beton- und Stahlbedarfe des Fundaments vom Materialbedarf für Turm und Gondel unterscheiden. Ein entsprechender Vergleich der Turbinen ohne Einbezug des Fundaments findet sich in Kapitel 8.3.6.

8.3.5 Abiotischer Rohstoffbedarf einer Repower 5M mit 5 MW

Die Repower 5M ist bereits umfassend untersucht worden und wird unter anderem in Deutschlands erstem Offshore-Park alpha ventus eingesetzt (Wagner et al. 2010). Mit Ausnahme des Fundaments kann sie nahezu baugleich sowohl onshore als auch offshore errichtet und betrieben werden. Der Asynchrongenerator ist mit einem mehrstufigen Getriebe ausgestattet und wird elektrisch erregt (doppelt gespeist).

8.3.5.1 Datenerhebung

Die hinterlegten Materialinventare basieren auf Wiesen (2010) und sind zum überwiegenden Teil auf Herstellerangaben zurückzuführen. Nicht davon betroffen sind die Fertigungsenergie zur Herstellung der Einzelteile und Halbzeuge, die anfallenden Materialreste bei der Produktion sowie die Auslegung des Fundaments. Erstere basieren auf Fertigungszuschlägen und Materialausnutzungsgraden, wie sie bereits von Tryfonidou (2006) zur Abschätzung des Strombedarfs und der Materialüberschüsse verwendet worden sind. Bei dem Fundament handelt es sich um eine Beton-Tiefgründung, welche in Anlehnung an eine Repower 5M-Pilotanlage ausgelegt worden ist (Wiesen 2010). Hierbei ist anzumerken, dass die Masse eines Windanlagenfundamentes stark standortabhängig ist. Zum Vergleich: Die Masse eines Fundaments einer Enercon E-126 mit 6 MW Nennleistung kann trotz einer 60 % höheren Kopfmasse um bis zu einem Drittel darunter liegen (Wiesen 2010). Die Wartungsaufwendungen der Repower 5M wurden analog zu den beiden anderen Anlagen berechnet.

Angaben zum Material- und Strombedarf der Turbine sind in Tab. 8-10 aufgelistet. Für die Modellierung wurde ebenfalls auf die beschriebenen Materialien zurückgegriffen (Tab. 8-9).

Tab. 8-10 Materialinventar der Repower 5M inklusive Fundament

Material	Menge
	t
Repower 5M Turbine (Turm und Gondel)	
Aluminium	2,9
Blei	0,5
Erdgas	1,8
Epoxidharz	46,4
Gelcoat	2,8
Glasfaser	68,6
Gummi	0,5
Gusseisen	124,3
hoch legierter Stahl	115,3
Kupfer	8,3
niedrig legierter Stahl	321,5
Öl	3,7
PE	0,5
PUR	0,2
PVC	2,7
verzinkter Stahl	13,8
Zink	1,7
Sonstiges	0,2
Repower 5M Onshore-Fundament	
Beton	3.220
niedrig legierter Stahl	163
Gesamte Anlage	4.099

Quelle: Wiesen (2010)

8.3.5.2 Ergebnisse der Repower 5M

Für die Herstellung, Errichtung und den Abriss einer Repower 5M Turbine müssen mehr als 24.000 t abiotische Rohstoffe extrahiert werden¹⁸. Unter Einbezug von Wartungszyklen für den Austausch von Getriebeöl und bezogen auf eine Lebensdauer von 20 Jahren, 2.600 Bruttovolllaststunden und eine Nennleistung von 5 MW ergibt sich so ein spezifischer abiotischer Rohstoffbedarf von 93 kg/MWh. Die Ergebnisse sind im Detail in Tab. 8-11 dargestellt. Niedrig und hoch legierte Stähle zusammen sind für etwa 56 % des abiotischen Rohstoffbedarfs verantwortlich. Gusseisen und Kupfer (Kupfermix ab Regionallager) sind mit 8 bzw. 15 % von geringerer Bedeutung.

Vergleicht man die Ergebnisse der Analyse mit Wiesen (2010), liegen sie etwa um den Faktor 1,6 höher. Dies liegt daran, dass in Wiesen (2010) andere ältere Daten für die Vorketten von Eisenmetallen verwendet wurden, die einen geringeren abiotischen Rohstoffbedarf aufweisen.

¹⁸ Die Fertigung wird in Form elektrischer Energie quantifiziert.

Tab. 8-11 Ergebnisse der MIPS Analyse für die Repower 5M

Teilsystem	Abiotischer Rohstoffbedarf	Anteil am gesamten abiotischen Rohstoffbedarf
	kg/kWh	%
Kopf der Anlage	0,0411	44,4
Turm der Anlage	0,0188	20,3
Onshore-Fundament	0,0276	29,8
Fertigung	0,0050	5,4
Austausch von Getriebeöl	0,0001	0,1
Gesamtanlage	0,0930	100

8.3.6 Zusammenfassung

Tab. 8-12 zeigt die Ergebnisse der drei untersuchten Anlagen im Vergleich. Die Repower 5M schneidet darin trotz höheren Generatorquerschnittes besser ab als eine Enercon E-82 bei gleichen Windverhältnissen. Die Übertragbarkeit der Ergebnisse ist jedoch nur begrenzt gegeben: Selbst bei Anlagen gleichen Turbinentyps kann sich der Rohstoffverbrauch standortbedingt nicht nur hinsichtlich der Windgeschwindigkeit, sondern auch hinsichtlich der Dimensionierung des Fundaments und der Art und Höhe des Turms (Stahlbeton oder Stahl) unterscheiden. Prinzipiell sollten daher möglichst Turbinen miteinander verglichen werden, die an den gleichen Standorten aufgestellt wurden. Zudem legen die Hersteller ihre Anlagen spezifisch für Schwach- oder Starkwind-Standorte aus. In Anbetracht der teilweise hohen Unsicherheiten in der Datenerhebung können die Ergebnisse lediglich als Indiz dafür dienen, dass Asynchrongeneratoren hoher Leistungsklasse vor allem wegen ihres geringeren Kupferbedarfes ressourceneffizienter sind als Synchrongeneratoren kleinerer Leistungsklasse.

Tab. 8-12 Vergleich der Ergebnisse für die untersuchten WEA

Turbinentyp	Antrieb	Abiotische Rohstoffe der WEA (mit Fundament)	Abiotische Rohstoffe der WEA (ohne Fundament)
		kg/MWh	kg/MWh
Enercon E-112	synchron	165	157
Enercon E-82	synchron	142	127
Repower 5M	asynchron	93	65

WEA = Windenergieanlage

Die Ergebnisse bezogen auf die installierte Leistung lassen deutlichere Schlüsse zu, da sie unabhängig von den Windverhältnissen gelten (siehe Tab. 8-13). Hierbei weist die Repower 5M gegenüber der Enercon E-82 einen um 10 % geringeren Rohstoffbedarf pro MW auf. Werden die Anlagen ohne die standortabhängigen Fundamente berechnet, sind sogar bis zu 30 % weniger abiotische Rohstoffe notwendig. Während die erste Angabe nur auf geringe Unterschiede hindeutet, ist die Differenz der Turbinen ohne Fundamente so hoch, dass die Repower 5M selbst bei einem vollständigen Getriebeaustausch im Lebenszyklus signifikant besser abschneidet.

Tab. 8-13 Übersicht der Ergebnisse für die untersuchten WEA pro MW

Turbinentyp	MI _{abiotisch} pro Turbine	MI _{abiotisch} pro MW inklusive Fundament	MI _{abiotisch} pro MW ohne Fundament
	t	t/MW	t/MW
Enercon E-112	38.580	8.580	8.162
Enercon E-82	12.370	5.380	4.780
Repower 5M	24.160	4.830	3.380

Der Vergleich der der E.82 mit der größeren E-112 gleichen Generatortyps fällt klar zugunsten der kleineren Enercon E-82 aus. Trotz der Unsicherheiten in der Datenerhebung deuten die Ergebnisse darauf hin, dass elektrisch erregte Synchrongeneratoren hoher Leistungsklasse mit einem höheren abiotischen Rohstoffbedarf einhergehen. Um diese Frage abschließend beantworten zu können, müsste jedoch die E-82 zusätzlich mit der E-126 mit 7,5 MW verglichen werden, was in der vorliegenden Studie mangels Daten nicht möglich gewesen ist.

8.4 Fazit

Die Analyse des abiotischen und biotischen Rohstoffverbrauchs von Wind- und PV-Anlagen beschränkte sich auf ausgewählte Systeme. Die Übertragbarkeit der Ergebnisse ist für PV-Anlagen mit gleichen Zellentypen und gleicher Aufständerung gegeben. Für die untersuchten Windenergieanlagen sind bei der Übertragung der Ergebnisse auf Anlagen ähnlicher Leistungsklasse die Art des Antriebsstrangs sowie Bauart des Turms und der Standort zu berücksichtigen.

Die Kernfrage, wie stark der Einsatz möglicherweise kritischer mineralischer Rohstoffe den gesamten Rohstoffbedarf beeinflusst, konnte zumindest für die *PV-Technologie* teilweise beantwortet werden. So ist für die Einschätzung der Ressourceneffizienz von Dünnschichtmodulen der Zellenwirkungsgrad entscheidender als die Komposition des Absorbers. Der Einsatz möglicherweise kritischer mineralischer Stoffe wie Indium ist aufgrund der auf Anlagenebene vergleichsweise geringen Mengen kein Indikator für einen höheren gesamten Rohstoffbedarf. Eine Ausnahme bildet Silber, aus dem die Rückkontakte der polykristallinen Zellen gefertigt sind. Der Silberabbau geht mit sehr hohen Mengen ungenutzter Ressourcenextraktionen einher (siehe Tab. 8-4). Damit beeinflusst der Einsatz von Silber auch in geringen Mengen bereits das Gesamtergebnis. Könnte Silber in Rückkontakten zukünftig durch ressourceneffizientere Materialien substituiert oder stark reduziert werden, wäre die Ressourceneffizienz einer konventionellen Dickschichtzelle durchaus vergleichbar mit einem CI(G)S-System. Zukünftige Analysen der Materialintensität sollten daher die aktuellen Entwicklungen in der Silberreduktion explizit berücksichtigen.

Generell ist davon auszugehen, dass in Zukunft der spezifische Ressourcenverbrauch in allen PV-Systemen aufgrund steigender Wirkungsgrade sinken wird.

Die Analyse der *Windturbinen* beschränkt sich auf Generatoren ohne den Einsatz kritischer Rohstoffe. Sowohl bei einem standortabhängigen Vergleich (Berücksichtigung des Stromertrages) als auch bei einem standortunabhängigen Vergleich (leistungsabhängiger abiotischer Rohstoffbedarf einer Turbine ohne Fundament) schneiden die Enercon-Anlagen mit getriebelosen Synchrongeneratoren schlechter ab als die Repower 5M Turbine mit Asynchrongene-

rator. Zum überwiegenden Teil lassen sich die Unterschiede auf die unterschiedlichen Kupfermengen zurückführen, die in den beiden Systemen verbaut sind. Diese finden sich vor allem in den Kupferwindungen für die elektrische Erregung des Magnetfeldes. Da der Kupferbedarf eines Synchrongenerators zudem überproportional mit dem Generatorquerschnitt steigt, darf die 2,3 MW Klasse von Enercon als ressourceneffizienter als eine 4,5 MW Anlage gleicher Bauart gelten.

Auch wenn die Ergebnisse der beiden Untersuchungen teilweise signifikante Unterschiede zwischen den Systemen aufzeigen, können sie bestenfalls als Indizien dienen, die Ressourceneffizienz insgesamt zu bewerten. Denn alle untersuchten Systeme produzieren Strom für unterschiedliche Anwendungsfelder. Dünnschichtzellen z. B. könnten in Zukunft vermehrt in die Architektur von Gebäuden integriert werden. Ihr Anteil am Gesamtmarkt wird aber voraussichtlich gering bleiben. Für die Bewertung von Windturbinen wiederum muss zwischen Stark- und Schwachwindanwendungen unterschieden werden. Ganzheitlich lassen sich Kosten, Umweltwirkungen und Ressourceneffizienz ohnehin nur dann bewerten, wenn auch die Netzinfrastruktur berücksichtigt wird.

Dennoch konnte die Untersuchung zeigen, dass der Einsatz von möglicherweise kritischen mineralischen Rohstoffen vorteilhaft für die individuelle Ressourceneffizienz von Technologien sein kann, wenn Systeme dadurch insgesamt materialeffizienter und energieeffizienter werden. Insbesondere am Beispiel der Dünnschichtzelle zeigt sich, dass solche im Absorber verwendeten mineralischen Rohstoffe, die einen höheren Wirkungsgrad ermöglichen, den abiotischen Rohstoffbedarf insgesamt reduzieren. Außerdem hat die Höhe der ungenutzten Ressourcenextraktion, insbesondere von Kupfer und Silber, einen erheblichen Einfluss auf die Ressourcenintensität der erneuerbaren Energieerzeugung insgesamt.

Ausgehend von den vorliegenden Ergebnissen empfiehlt sich die Analyse weiterer Windenergieanlagen, die aufgrund schlechter Datenlage nicht berücksichtigt werden konnten. So eignet sich beispielsweise ein Vergleich der beiden 5 MW-Anlagentypen am Offshore-Standort Alpha Ventus, um den Einfluss von Generatoren mit möglicherweise kritischen mineralischen Rohstoffen auf den Gesamtressourcenverbrauch eines Windparks zu untersuchen: Während die Repower 5M mit einem Asynchrongenerator läuft, verwendet Arevas einen permanent erregten Generator.

Wie bereits Wiesen et al. (2013) zeigen, ist die Netzanbindung von Windenergieanlagen ein entscheidender Faktor für die Gesamtbewertung. Vor allem Offshore-Windparks erfordern die Verlegung kilometerlanger Unterseekabel mit großen Kupferquerschnitten, was den Rohstoffverbrauch insbesondere im Vergleich zu einer Aufdach-PV Anlage im Niederspannungsnetz (Direkteinspeisung) drastisch erhöhen kann.

9 Kumulierter Bedarf an potenziell kritischen mineralischen Rohstoffen für den Ausbau erneuerbarer Energien

In diesem Kapitel wird für die als „relevant“ erachteten Technologien deren kumulierter Bedarf an potenziell kritischen Rohstoffen bis zum Jahr 2050 errechnet. Dabei werden die in Kapitel 3 aus vorliegenden Szenariostudien abgeleiteten Technologie-Ausbaupfade mit den in Kapitel 6 abgeleiteten Technologie-Roadmaps sowie den in Kapitel 7 bestimmten dynamischen spezifischen Verbräuchen kritischer Rohstoffe für einzelne Technologien kombiniert. Neben dem auf diese Weise bestimmten kumulierten kritischen Rohstoffbedarf der Technologien „Windkraft Onshore“, „Windkraft Offshore“ sowie „Photovoltaik“ wird zusätzlich – unter Rückgriff auf eine vereinfachte Methodik – auch der entsprechende (maximale) Rohstoffbedarf für Stromspeichertechnologien in Deutschland bis 2050 abgeschätzt.

9.1 Bedarf an potenziell kritischen mineralischen Rohstoffen der Windkraft (Onshore und Offshore) bis 2050

Für Windenergieanlagen (sowohl Onshore als auch Offshore) wird im Folgenden der kumulierte Rohstoffbedarf der drei (teilweise) in diesen Anlagen zum Einsatz kommenden und als potenziell kritisch eingeschätzten Seltenerdmetalle Neodym, Dysprosium und Yttrium für den Zeitraum bis 2050 abgeschätzt.

9.1.1 Technologie-Roadmap „Kontinuität“

Neodym

Abb. 9-1 und Abb. 9-2 zeigen für die Roadmap „Kontinuität“ nach Jahrzehnten getrennt den sich für die zugebauten Onshore-/Offshore-Windenergie-Anlagen ergebenden Neodymbedarf (Säulen) sowie den durchschnittlichen spezifischen Neodymbedarf pro MW (Linie).

Abb. 9-1 verdeutlicht, dass der durchschnittliche spezifische Neodymbedarf der Onshore-Windenergieanlagen in der Technologieroadmap „Kontinuität“ zwischen 2001 und 2040 kontinuierlich von zunächst rund 5 auf 7 kg/MW ansteigt. Im letzten Jahrzehnt der Betrachtungsperiode sinkt er wieder leicht auf 6,4 kg/MW. Zwar sinken im Verlauf der gesamten Betrachtungsperiode infolge von Effizienzverbesserungen und Substitutionsbemühungen die spezifischen Verbrauchswerte aller einzelnen Generatortypen (siehe Kapitel 7), durch die angenommene (weitere) Zunahme des Marktanteils von Generatoren mit Permanentmagneten (vor allem „high speed“, aber auch „middle speed“, siehe Kapitel 6.2.3) steigt dennoch bis ins vorletzte Jahrzehnt der Betrachtungsperiode der durchschnittliche spezifische Bedarf der neu zugebauten Windkraftanlagen.

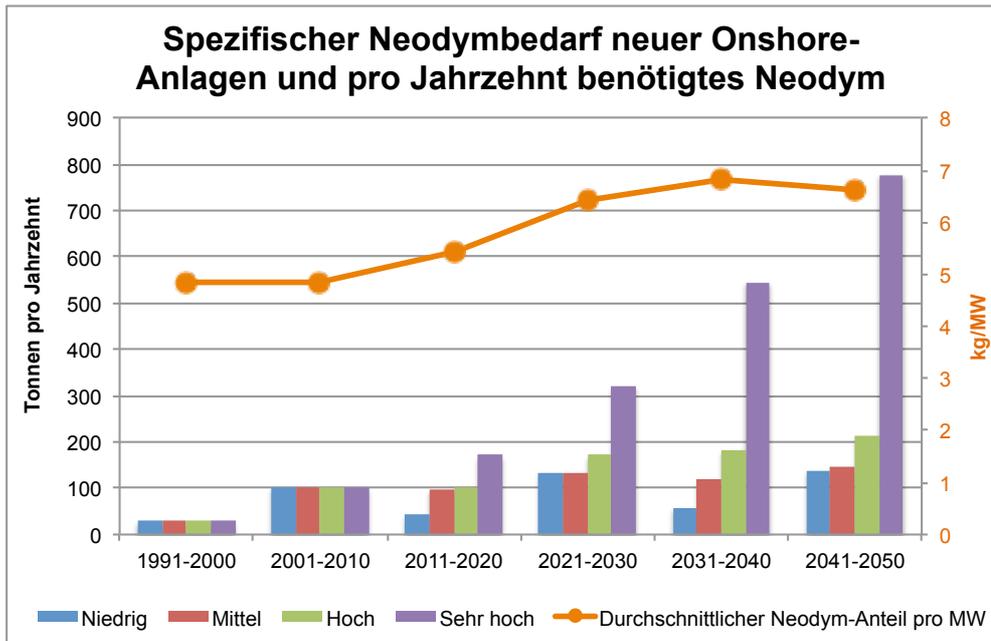


Abb. 9-1 Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Neodymbedarfs neu zugebauter Onshore-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Neodyms für Onshore-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Kontinuität“ je nach Ausbauszenario

Der kumulierte Gesamtbedarf an Neodym für die Onshore-Windenergie hängt neben dem durchschnittlichen spezifischen Bedarf vom jeweiligen Ausbaupfad ab. Im Ausbaupfad „Mittel“ bleibt der Neodym-Bedarf pro Jahrzehnt relativ konstant und liegt zwischen 2011 und 2050 zwischen 100 und 150 Tonnen pro Jahrzehnt. Der stetig steigende Neuzubau in den Ausbaupfaden „Hoch“ und „Sehr hoch“ führt hingegen zu einem kontinuierlich ansteigenden Neodymbedarf, der im Jahrzehnt 2041 bis 2050 im Ausbaupfad „Hoch“ bei gut 210 Tonnen liegt und im gleichen Jahrzehnt im Ausbaupfad „Sehr hoch“ bei rund 780 Tonnen.

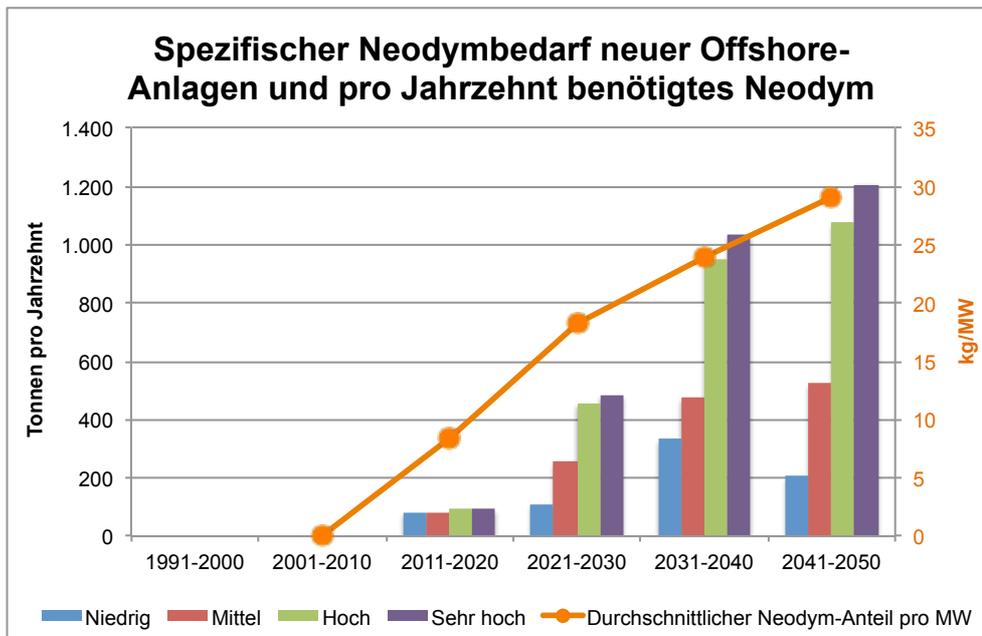


Abb. 9-2 Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Neodymbedarfs neu zugebauter Offshore-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Neodyms für Offshore-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Kontinuität“ je nach Ausbauszenario

Abb. 9-2 zeigt entsprechend für die Technologieroadmap „Kontinuität“ die Entwicklung des Neodymbedarfs für die Offshore-Windenergieanlagen. In den ersten Offshore-Anlagen in Deutschland, die im Jahr 2010 in Betrieb gegangen sind, wurden ausschließlich asynchrone Generatoren verbaut, so dass für das erste Jahrzehnt kein Neodym bilanziert wurde. Danach steigt der durchschnittliche spezifische Bedarf der pro Jahrzehnt neu zugebauten Anlagen stetig auf knapp 30 kg/MW im letzten Jahrzehnt der Betrachtungsperiode an. Der Grund für diesen Anstieg liegt in dem im Zeitverlauf zunehmenden Anteil an Offshore-Anlagen mit Permanentmagneten (vor allem „middle speed“ und „Direktantrieb“) in der Technologieroadmap „Kontinuität“. Der gesamte Neodymbedarf für die Offshore-Windenergieanlagen steigt im Ausbaupfad „Mittel“ von 84 Tonnen im laufenden Jahrzehnt auf 524 Tonnen im Zeitraum von 2041 bis 2050. Im Ausbaupfad „Hoch“ steigt der entsprechende Bedarf von 94 Tonnen (2011 bis 2020) auf rund 1.200 Tonnen (2041 bis 2050).

Dysprosium

Abb. 9-3 (Onshore) und Abb. 9-4 (Offshore) zeigen analog den Verlauf des Bedarfs an Dysprosium infolge des Zubaus der Windenergie in der Technologieroadmap „Kontinuität“.

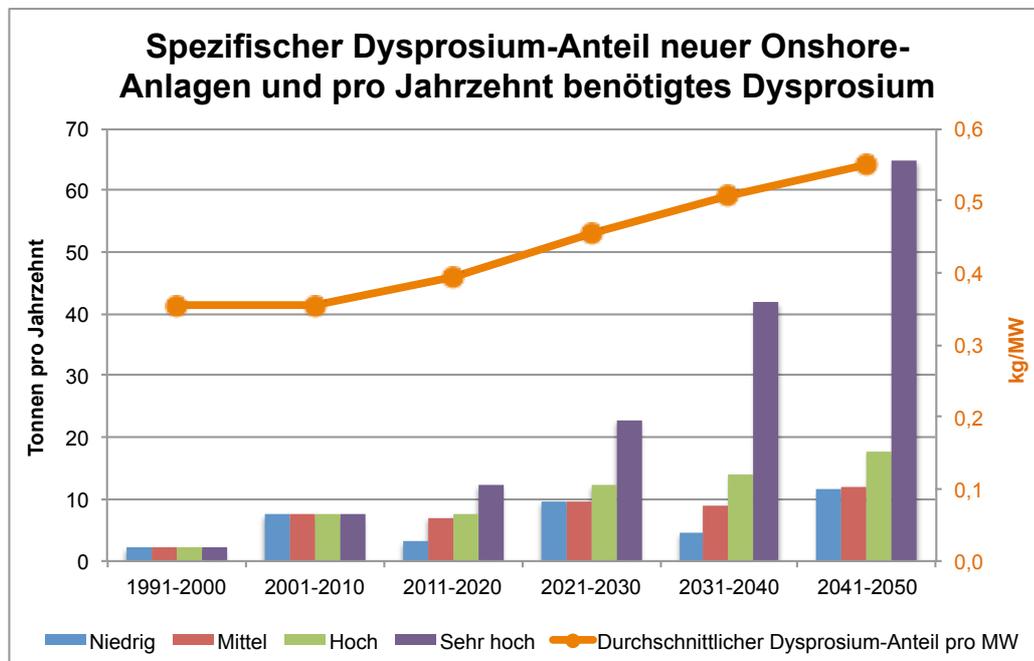


Abb. 9-3 Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Dysprosiumbedarfs neu zugebauter Onshore-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Dysprosiums für Onshore-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Kontinuität“ je nach Ausbauszenario

Die Verläufe des durchschnittlichen spezifischen Bedarfs sowie des gesamten Bedarfs pro Jahrzehnt ist dabei grundsätzlich ähnlich wie beim Neodymbedarf, allerdings technologiebedingt auf einem niedrigeren Gewichtsniveau. So steigt der durchschnittliche spezifische Dysprosium-Bedarf der Onshore-Windenergieanlagen von 0,36 kg/MW im vergangenen Jahrzehnt auf 0,55 kg/MW im letzten Jahrzehnt der Betrachtungsperiode und derjenige der Offshore-Anlagen von 0 auf 2,5 kg/MW. Dies führt bei den Onshore-Anlagen in den Jahren 2041 bis 2050 zu Gesamtverbräuchen von rund 12 Tonnen im Ausbaupfad „Mittel“ und 65 Tonnen im Ausbaupfad „Sehr hoch“. Bei den Offshore-Anlagen resultiert im gleichen Zeitraum (2041-2050) ein Bedarf von 45 Tonnen im Ausbaupfad „Mittel“ und von gut 100 Tonnen im Ausbaupfad „Sehr hoch“.

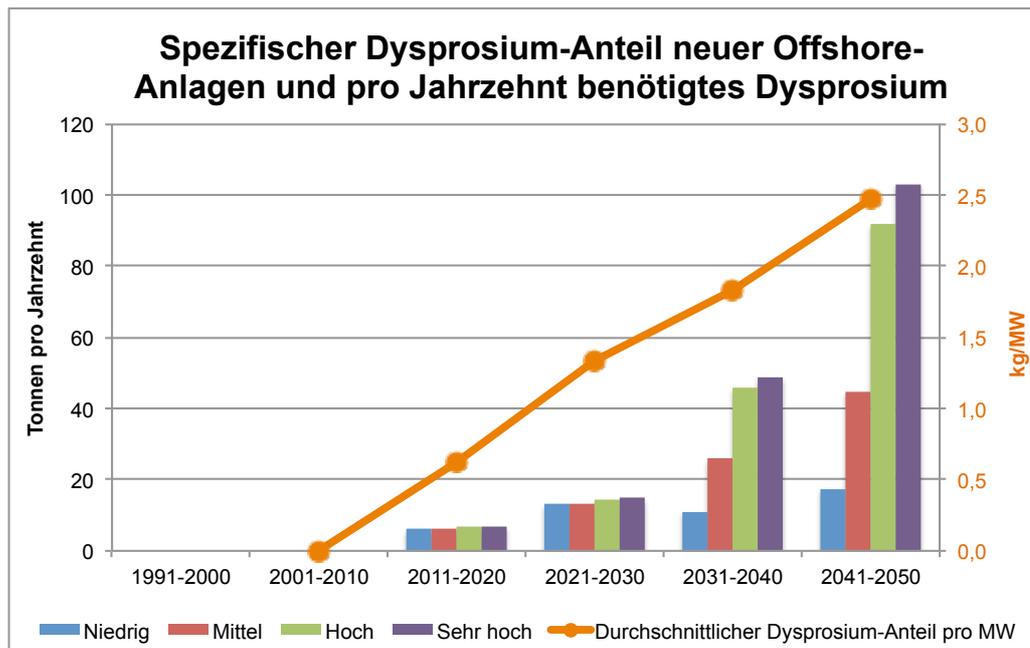


Abb. 9-4 Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Dysprosiumbedarfs neu zugebauter Offshore-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Dysprosiums für Offshore-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Kontinuität“ je nach Ausbauszenario

9.1.2 Technologie-Roadmaps „Upscaling“ und „HTS“

Die entsprechenden Abbildungen für die beiden anderen Technologieroadmaps („Upscaling“ und „HTS“) finden sich in Anhang 14.1 und 14.2. Sie ergeben sich – analog zu der oben diskutierten Bedarfsentwicklung in der Roadmap „Kontinuität“ – aus der Kombination der Ausbaupfade mit den Annahmen der Technologieroadmap sowie den Annahmen zu der Entwicklung der spezifischen Verbräuche der verschiedenen Windenergie-Anlantentypen

9.1.3 Gesamtbetrachtung (kumuliert, 2011-2050)

Abb. 9-5 und Abb. 9-6 zeigen den über die gesamte Betrachtungsperiode (2011 bis 2050) kumulierten Bedarf an Neodym und Dysprosium für den Zubau an Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland in Abhängigkeit des Ausbaupfades und der Technologieroadmap. Dabei zeigt sich deutlich, dass der Bedarf an kritischen Rohstoffen nicht nur von der zukünftigen Höhe des Ausbaus der Windenergie abhängt, sondern – teilweise noch stärker – von dem Technologiemix, der sich durchsetzen wird. Dies zeigt sich insbesondere beim Bedarf an Neodym und Dysprosium für Onshore-Windenergieanlagen: Wird die Technologieroadmap „Kontinuität“ unterstellt, so fallen gegenüber einer unterstellten „Upscaling“-Roadmap im gesamten Betrachtungszeitraum nur rund 12 bis 13 % des dort benötigten Neodym- und Dysprosiumbedarfs an. Bei der Offshore-Windenergie sind die Unterschiede zwischen den verschiedenen Technologie-Roadmaps geringer, da hier – im Gegensatz zur Onshore-Windenergie – auch im Rahmen der Roadmap „Kontinuität“ angenommen wird, dass diejenigen Generatortypen, die einen besonders hohen Bedarf an kritischen Rohstoffen haben („middle speed“ und „Direktantrieb“), signifikante Anteile am Neuanlagenmarkt erreichen werden.

Die Werte für den spezifischen Bedarf an Neodym und Dysprosium liegen für Onshore- und Offshore-Anlagen in den Technologieroadmaps „Upscaling“ und „HTS“ – auch im Zeitver-

lauf – auf ähnlichem Niveau (siehe Anhang 14.1 und 14.2). Aufgrund des höheren kumulierten Ausbaus der Onshore-Windenergie gegenüber der Offshore-Windenergie in allen Ausbaupfaden (und insbesondere im Ausbaupfad „sehr hoch“) liegt der kumulierte Neodym- und Dysprosium-Bedarf daher für die Onshore-Anlagen in diesen Technologieroadmaps bei den meisten Ausbaupfaden höher als der entsprechende Bedarf für die Offshore-Anlagen. In der Roadmap „Kontinuität“ sind die spezifischen Bedarfswerte für Offshore-Anlagen jedoch deutlich höher als für Onshore-Anlagen, wodurch der Effekt des höheren kumulierten Ausbaus der Onshore-Anlagen überkompensiert wird und sich im Ergebnis ein höherer kumulierter Neodym- und Dysprosiumbedarf der Offshore-Windenergie ergibt.

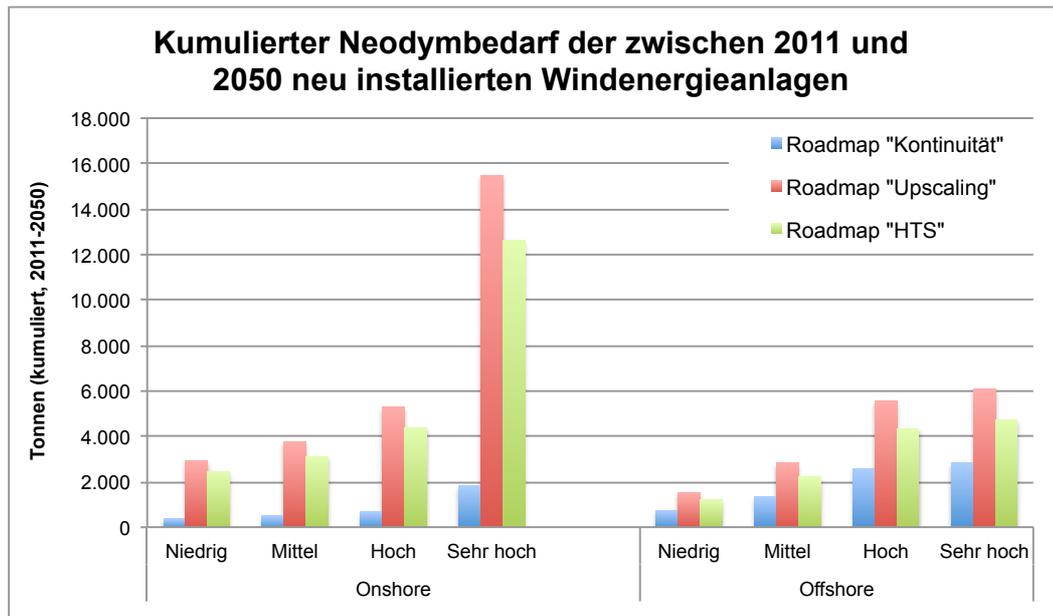


Abb. 9-5 Kumulierter Neodymbedarf der in Deutschland von 2011 bis 2050 neu installierten Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen nach Ausbaupfad und Technologieroadmap

Sowohl der Neodym- als auch der Dysprosiumbedarf liegen in der Roadmap „HTS“ nur rund 20 % unter dem entsprechenden Bedarf in der Roadmap „Upscaling“. In der Roadmap „HTS“ wird einerseits angenommen, dass gegenüber der Roadmap „Upscaling“ ab 2030 Neodym- und Dysprosium-intensive Anlagen mit Direktantrieb und Permanentmagneten teilweise durch Neodym- und Dysprosium-freie HTS-Anlagen verdrängt werden. Andererseits erfolgt der Neubau von HTS-Anlagen annahmegemäß erst ab 2030, und die Anlagen erreichen auch bis 2050 nur moderate Marktanteile im Neumarkt von 12 % bei den Onshore-Anlagen bzw. 17 % bei den Offshore-Anlagen. Daher ist der Einfluss der HTS-Anlagen auf den kumulierten Rohstoffbedarf der gesamten Betrachtungsperiode – zumindest unter den gegebenen Annahmen – begrenzt.

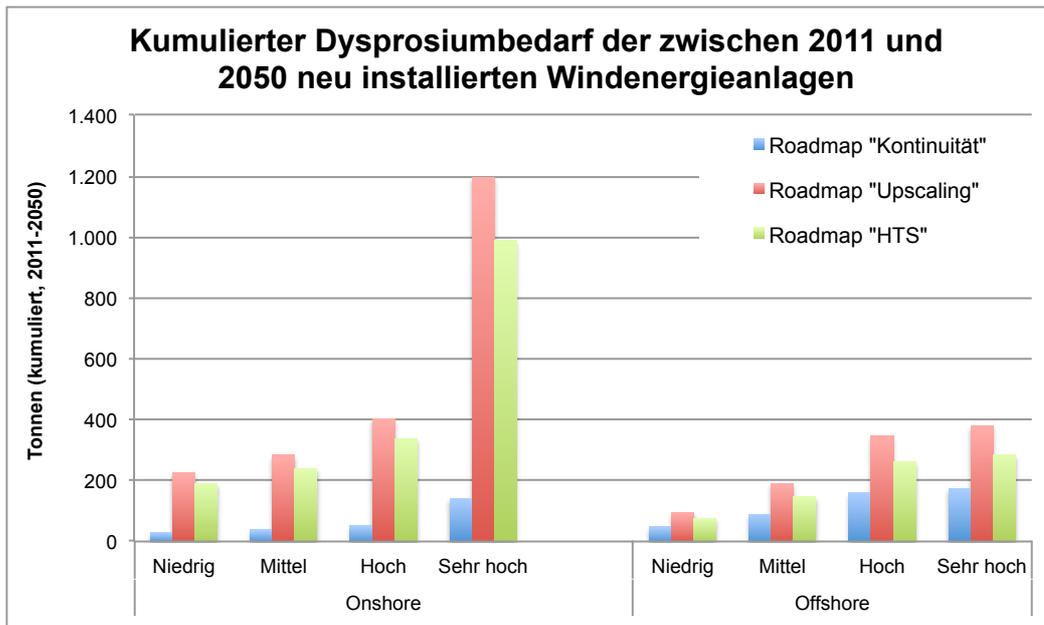


Abb. 9-6 Kumulierter Dysprosiumbedarf der in Deutschland von 2011 bis 2050 neu installierten Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen nach Ausbaupfad und Technologieroadmap

In Tab. 9-1 und Tab. 9-2 finden sich die konkreten Werte des in den Abbildungen Abb. 9-5 und Abb. 9-6 abgebildeten Neodym- und Dysprosiumbedarfs.

Tab. 9-1 Kumulierter Neodyumbedarf der in Deutschland von 2011 bis 2050 neu installierten Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen nach Ausbaupfad und Technologieroadmap

Element	Ausbaupfad	Roadmap		
		„Kontinuität“	„Upscaling“	„HTS“
t				
Onshore	Niedrig	377	2.920	2.437
	Mittel	498	3.739	3.119
	Hoch	674	5.286	4.376
	Sehr hoch	1.817	15.499	12.625
Offshore	Niedrig	732	1.520	1.204
	Mittel	1.340	2.834	2.214
	Hoch	2.579	5.559	4.312
	Sehr hoch	2.823	6.101	4.723
Gesamt	Niedrig	1.109	4.440	3.641
	Mittel	1.838	6.573	5.333
	Hoch	3.253	10.845	8.688
	Sehr hoch	4.640	21.600	17.348

HTS = Hochtemperatur-Supraleiter

Tab. 9-2 Kumulierter Dysprosiumbedarf der in Deutschland von 2011 bis 2050 neu installierten Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen nach Ausbaupfad und Technologieroadmap

Element	Ausbaupfad	Roadmap		
		„Kontinuität“	„Upscaling“	„HTS“
t				
Onshore	Niedrig	29	226	189
	Mittel	38	284	240
	Hoch	52	402	337
	Sehr hoch	142	1.196	989
Offshore	Niedrig	48	95	76
	Mittel	90	191	146
	Hoch	159	347	262
	Sehr hoch	174	379	286
Gesamt	Niedrig	77	321	265
	Mittel	128	475	386
	Hoch	211	749	599
	Sehr hoch	316	1.575	1.275

HTS = Hochtemperatur-Supraleiter

Yttrium

In der Technologieroadmap „HTS“ kommt es zudem durch den Einsatz von HTS-Generatoren neben dem Bedarf an Neodym und Dysprosiem zu einem (relativ geringen) Bedarf an Yttrium, einem weiteren Seltenerdmetall.

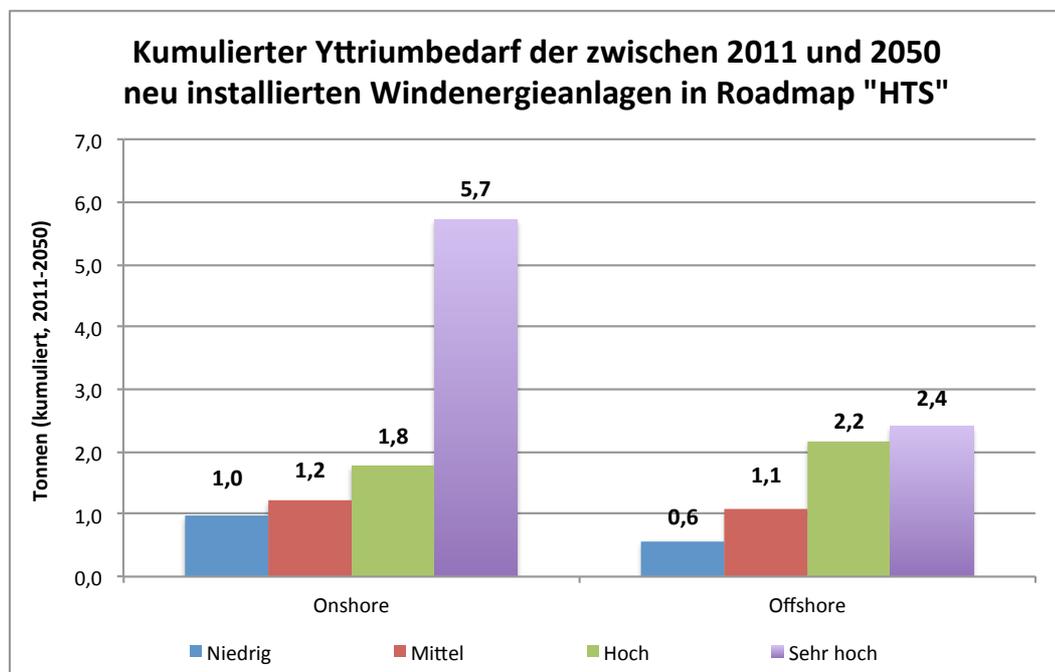


Abb. 9-7 Kumulierter Yttriumbedarf der in Deutschland von 2011 bis 2050 neu installierten Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen in der Technologieroadmap „HTS“ nach Ausbaupfad

Abb. 9-7 zeigt den entsprechenden kumulierten Bedarf an Yttrium über den Zeitraum 2011 bis 2050. Dieser Bedarf, der aufgrund der Annahmen zum zeitlichen Ausbau in der HTS-Roadmap erst ab 2021 anfällt, beträgt beim Ausbaupfad „Mittel“ jeweils rund eine Tonne für die Onshore- und Offshore-Anlagen. Beim Ausbaupfad „Sehr hoch“ fallen knapp sechs Tonnen für die Onshore-Anlagen und zwei bis drei Tonnen für die Offshore-Anlagen an. Aufgrund des höheren kumulierten Ausbaus der Onshore-Windenergie gegenüber der Offshore-Windenergie in allen Ausbaupfaden liegt der Yttrium-Bedarf für die Onshore-Anlagen in den meisten Ausbaupfaden höher als für die Offshore-Anlagen, obwohl in der Roadmap „HTS“ angenommen wird, dass der Anteil an HTS-Anlagen Offshore höher liegt als Onshore.

9.2 Bedarf an potenziell kritischen Rohstoffen der Photovoltaik bis 2050

Für Photovoltaik-Anlagen wird im Folgenden der kumulierte Rohstoffbedarf der fünf (teilweise) in diesen Anlagen zum Einsatz kommenden und als kritisch eingeschätzten Rohstoffe Indium, Gallium, Selen, Cadmium und Tellur für den Zeitraum bis 2050 abgeschätzt.

9.2.1 Technologie-Roadmap „Kontinuität“

Indium

Abb. 9-8 zeigt für die Technologieroadmap „Kontinuität“ nach Jahrzehnten getrennt den sich aus den in Deutschland zugebauten Photovoltaik-Anlagen ergebenden absoluten (Säulen) sowie durchschnittlichen spezifischen (Linie) Indiumbedarf pro MW.

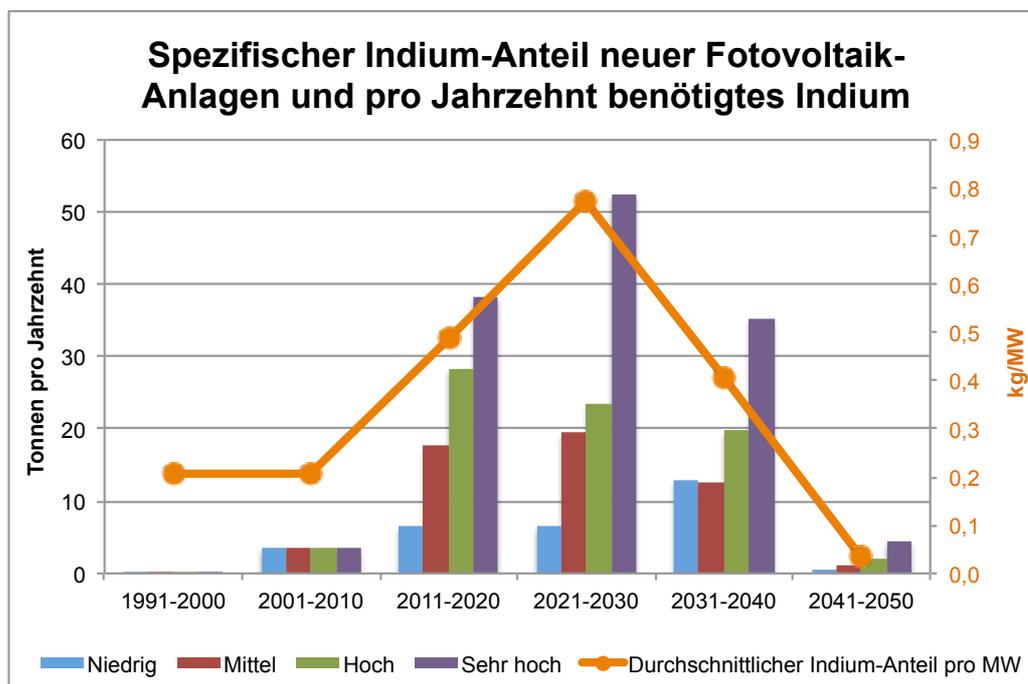


Abb. 9-8 Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Indiumbedarfs neu zugebauter Photovoltaik-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Indiums für Photovoltaik-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Kontinuität“ je nach Ausbauszenario

Danach steigt der durchschnittliche spezifische Indiumbedarf der Photovoltaik-Anlagen in der Technologieroadmap „Kontinuität“ zwischen 2001 und 2030 von zunächst 0,2 kg/MW auf fast 0,8 kg/MW an. In den letzten beiden Jahrzehnten der Betrachtungsperiode sinkt er dagegen deutlich, auf zunächst 0,4 kg/MW zwischen 2030 und 2040 und auf unter 0,05 kg/MW zwi-

schen 2040 und 2050. Der Verbrauch – wie auch die entsprechende Entwicklung der anderen kritischen Rohstoffe – wird in der Technologieroadmap durch die Entwicklung der Marktanteile der CdTe- und Cl(G)S-Zellen bestimmt. Diese haben zwar über den gesamten Betrachtungszeitraum auch in der Summe nur einen sehr niedrigen Marktanteil von 1 % bis 2 %, bestimmen aber den durchschnittlichen spezifischen Indiumbedarf, da die restlichen (Silizium-basierten) Zellen keinerlei Bedarf an Indium (und ebenfalls auch nicht an den anderen untersuchten kritischen Rohstoffen) haben.

So ist der zunächst erfolgende Anstieg des spezifischen Indiumbedarfs auf einen leichten Bedeutungsgewinn der Cl(G)S-Zellen zurückzuführen, die bei weitem den höchsten spezifischen Indiumbedarf aller betrachteten Arten von Photovoltaik-Zellen aufweisen. Der Marktanteil dieser Zellen steigt annahmegemäß von 1 % zwischen 2010 und 2020 auf knapp 2 % in den Jahren 2021 bis 2030. Da der Cl(G)S-Marktanteil in der Folge in der Roadmap „Kontinuität“ annahmegemäß wieder auf rund 1 % sinkt und zudem bis Mitte des Jahrhunderts eine weitgehende Substitution des Indiums in den Cl(G)S-Zellen unterstellt wird (von 55,5 kg/MW auf 3 kg/MW in 2050), nimmt der durchschnittliche spezifische Indiumbedarf der in Deutschland neu zugebauten Photovoltaikanlagen nach 2030 deutlich ab.

Durch die Multiplikation des durchschnittlichen spezifischen Indiumbedarfs mit den (in allen Ausbaupfaden über die Jahrzehnte hinweg schwankenden) Ausbautzahlen der Photovoltaik ergibt sich der gesamte Indiumbedarf pro Jahrzehnt. Dieser Bedarf beträgt im Ausbaupfad „Mittel“ im laufenden Jahrzehnt 25 Tonnen, im Jahrzehnt 2031 bis 2040 knapp 13 Tonnen und im letzten Jahrzehnt der Betrachtungsperiode lediglich noch 1 Tonne. Im Ausbaupfad „Sehr hoch“ sinkt der Bedarf im Laufe der Betrachtungsperiode von 54 Tonnen (2011 bis 2020) auf knapp 5 Tonnen (2041 bis 2050).

Gallium und Selen

Die Entwicklungen des Gallium- sowie des Selen-Bedarfs (Abb. 9-9 und Abb. 9-10) verlaufen in Bezug auf die zeitliche Dynamik sehr ähnlich wie diejenige des Indium-Bedarfs. Das Gewichtsvolumen ist jedoch beim Gallium rund eine Größenordnung und bei Selen rund die Hälfte niedriger als beim Indium. Die ähnliche zeitliche Dynamik beim Bedarf nach den drei chemischen Elementen für den Photovoltaik-Zubau in Deutschland erklärt sich dadurch, dass auch der Gesamtbedarf an Gallium und Selen durch die Nachfrage nach Cl(G)S-Zellen auf der einen Seite sowie durch die im Zeitverlauf abnehmenden spezifischen Gallium- und Selenverbräuche der Cl(G)S-Zellen auf der anderen Seite bestimmt wird.

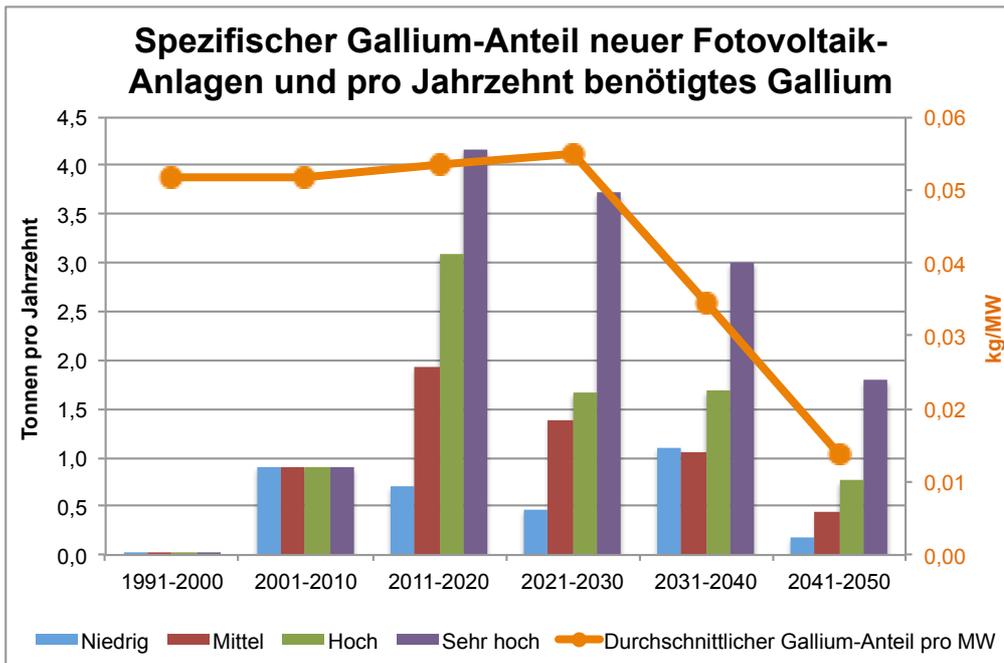


Abb. 9-9 Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Galliumbedarfs neu zugebauter Photovoltaik-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Galliums für Photovoltaik-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Kontinuität“ je nach Ausbauszenario

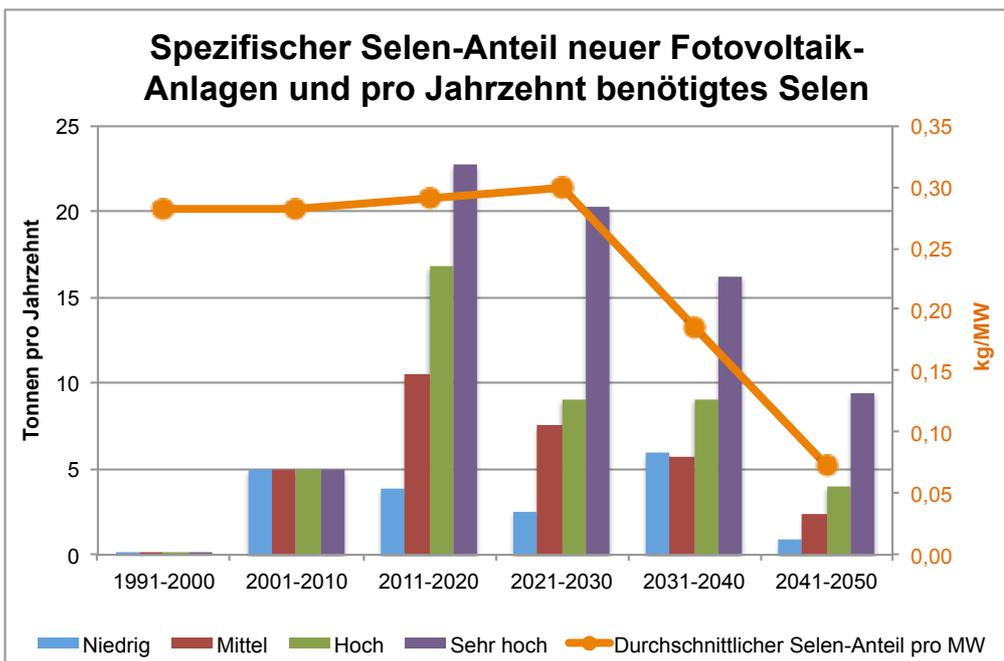


Abb. 9-10 Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Selenbedarfs neu zugebauter Photovoltaik-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Selen für Photovoltaik-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Kontinuität“ je nach Ausbauszenario

Cadmium und Tellur

Abb. 9-11 zeigt die Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen sowie des gesamten Cadmium-Bedarfs der in Deutschland neu zugebauten Photovoltaik-Anlagen in der Roadmap „Kontinuität“. Der Cadmiumbedarf wird im Wesentlichen durch die Entwicklung der Marktanteile der CdTe-Technologie bestimmt. Da in der Roadmap „Kontinuität“ (wie auch in

der Roadmap „Dünnschicht-Renaissance“) angenommen wird, dass die CdTe-Anlagen weiter an (ohnehin niedrigen) Marktanteilen verlieren und nach 2020 überhaupt nicht mehr zugebaut werden, liegt der Cadmium-Bedarf in den letzten drei Jahrzehnten nahezu bei Null. Lediglich durch den weiterhin stattfindenden (geringen) Zubau von CI(G)S-Zellen, die einen gewissen spezifischen Cadmium-Gehalt aufweisen (der allerdings deutlich niedriger liegt als bei CdTe-Zellen), werden auch nach 2020 noch geringe Mengen an Cadmium für den Neubau von Photovoltaik-Anlagen in Deutschland benötigt.

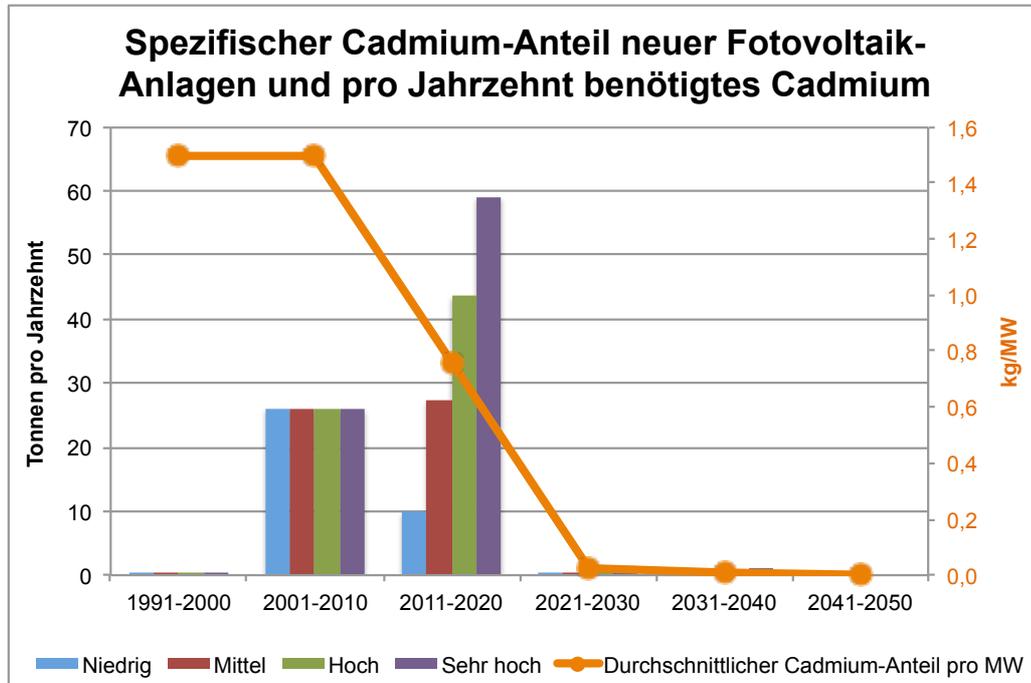


Abb. 9-11 Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Cadmiumbedarfs neu zugebauter Photovoltaik-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Cadmiums für Photovoltaik-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Kontinuität“ je nach Ausbauszenario

Abb. 9-12 verdeutlicht, dass die Entwicklung des Tellurbedarfs sowohl in Bezug auf die zeitliche Dynamik als auch in Bezug auf das Gewichtsvolumen sehr ähnlich wie der Cadmiumbedarf verläuft. Dies liegt an dem ähnlichen Verhältnis zwischen Cadmium und Tellur in den CdTe-Zellen. Da in sonstigen Arten von Photovoltaik-Zellen keinerlei Tellur benötigt wird, sinkt hier der Tellurbedarf nach dem laufenden Jahrzehnt auf Null, da – wie erwähnt – die CdTe-Zellen ab dem Jahr 2021 annahmegemäß nicht mehr zugebaut werden.

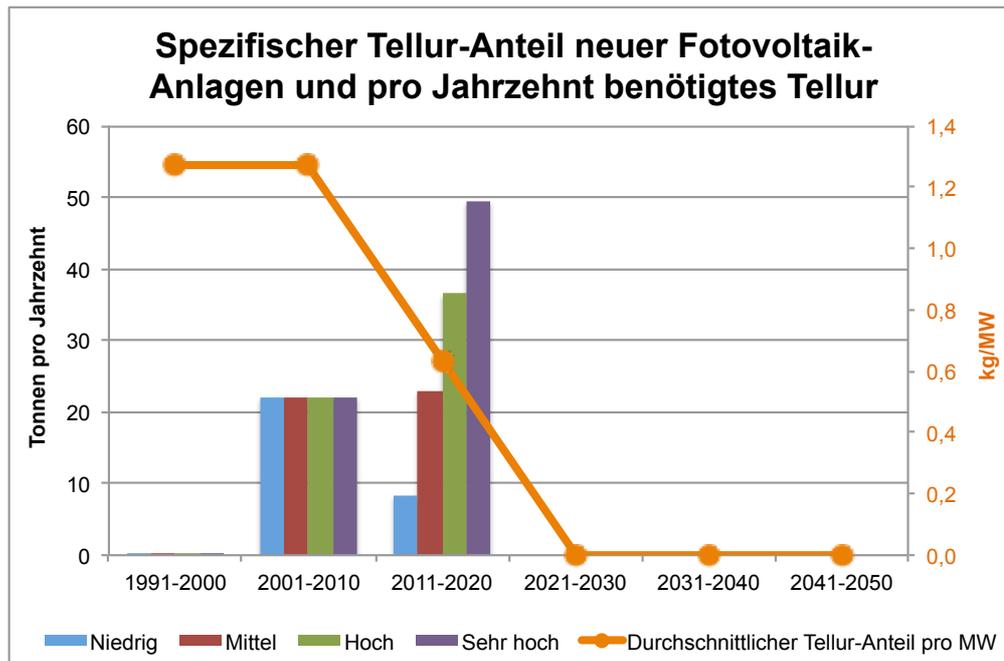


Abb. 9-12 Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Tellurbedarfs neu zugebauter Photovoltaik-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Tellurs für Photovoltaik-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Kontinuität“ je nach Ausbauszenario

9.2.2 Technologie-Roadmap „Dünnschicht-Renaissance“

Die entsprechenden Abbildungen für die Roadmap „Dünnschicht-Renaissance“ werden in Anhang 14.3 dargestellt. Sie ergeben sich – analog zu der oben diskutierten Bedarfsentwicklung in der Roadmap „Kontinuität“ – aus der Kombination der Ausbaupfade mit den Annahmen der Technologieroadmap sowie den Annahmen zu der Entwicklung der spezifischen Verbräuche der verschiedenen Photovoltaik-Zellen.

9.2.3 Gesamtbetrachtung (kumuliert, 2011-2050)

Abb. 9-13 zeigt den über die gesamte Betrachtungsperiode (2011 bis 2050) kumulierten Bedarf an Indium, Gallium, Selen, Cadmium und Tellur für den Zubau an Photovoltaik-Anlagen in Deutschland in Abhängigkeit des Ausbaupfades und der Technologieroadmap. Dabei zeigt sich deutlich, dass der zukünftige Bedarf an Indium, Gallium und Selen sehr stark von dem sich ergebenden Technologiemix abhängt. So beträgt bei diesen chemischen Elementen das Verhältnis zwischen dem Rohstoffbedarf in der Roadmap „Kontinuität“ und dem entsprechenden Bedarf in der Roadmap „Dünnschicht-Renaissance“ etwa 1:9 (bei Gallium und Selen) bzw. 1:7 (bei Indium). Beim Ausbaupfad „Mittel“ beispielsweise beträgt der kumulierte Indiumbedarf in der Roadmap „Kontinuität“ rund 50 Tonnen, während sich der entsprechende Bedarf in der Roadmap „Dünnschicht-Renaissance“ auf gut 350 Tonnen beläuft. Die Unterschiede zwischen den beiden Roadmaps bei Cadmium und Tellur sind hingegen sehr gering (Cadmium) bzw. nicht vorhanden (Tellur), da in beiden Roadmaps angenommen wird, dass der Marktanteil der in Bezug auf diese Elemente entscheidenden CdTe-Zellen (weiter) sinken und nach 2020 auf Null fallen wird. In Tab. 9-3 finden sich die konkreten Werte des in Abb. 9-13 abgebildeten Bedarfs an Indium, Cadmium, Gallium, Selen und Tellur.

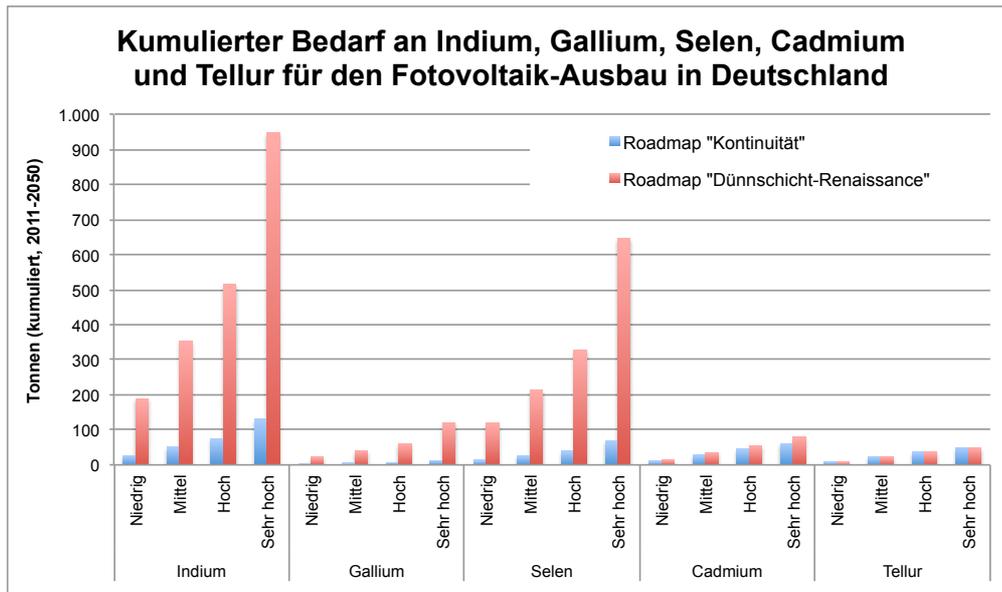


Abb. 9-13 Kumulierter Bedarf an Indium, Gallium, Selen, Cadmium und Tellur der in Deutschland neu installierten Photovoltaikanlagen nach Ausbaupfad und Technologieroadmap (2011 bis 2050, in Tonnen)

Tab. 9-3 Kumulierter Bedarf an Indium, Gallium, Selen, Cadmium und Tellur der in Deutschland neu installierten Photovoltaikanlagen nach Ausbaupfad und Technologieroadmap (2011 bis 2050, in Tonnen)

Element	Ausbaupfad	Roadmap	
		„Kontinuität“	„Dünnschicht-Renaissance“
Indium	Niedrig	26	189
	Mittel	51	353
	Hoch	73	516
	Sehr hoch	130	949
Gallium	Niedrig	2	22
	Mittel	5	40
	Hoch	7	61
	Sehr hoch	13	121
Selen	Niedrig	13	119
	Mittel	26	213
	Hoch	39	328
	Sehr hoch	69	647
Cadmium	Niedrig	11	14
	Mittel	28	36
	Hoch	45	55
	Sehr hoch	62	80
Tellur	Niedrig	8	8
	Mittel	23	23
	Hoch	37	37
	Sehr hoch	49	49

9.3 Bedarf an potenziell kritischen Rohstoffen der Strompeichertechnologien bis 2050

Innerhalb der Systemstrategie 1 „Besonders hoher Ausbau von Windkraft- und PV-Anlagen in Deutschland“ (siehe Kapitel 3.4.1) wurde für ein zukünftig auf erneuerbaren Energien basierendes deutsches Stromsystem ein möglicher (als „Maximal-Abschätzung“ eingestuft) Bedarf an Speichertechnologien abgeleitet. Demnach könnte sich bis 2050 der folgende Bedarf an Speichertechnologien und Brennstoffzellen ergeben:

- Batteriespeichervolumen: 52 GWh_{el}
- Elektrolyse-Kapazität: 88 GW_{el}
- Brennstoffzellen-Kapazität: 7,3 GW_{el}

Aus heutiger Sicht ist es nicht möglich zu antizipieren, welche Batterietypen in einem solchen Szenario vorwiegend zum Einsatz kommen würden. Deswegen werden im Folgenden drei denkbare Varianten separat betrachtet:

- In Variante A wird die gesamte Batteriekapazität in Höhe von 52 GWh_{el} durch Lithium-Ionen-Batterien bereitgestellt.
- In Variante B kommen ausschließlich Redox-Flow-Batterien zum Einsatz.
- In Variante C tragen beide Batterietypen jeweils 50 % der gesamten benötigten Kapazität bei.

Die spezifischen Bedarfe an potenziell kritischen Rohstoffen für *Batterien*, die bereit in Kapitel 3.7 identifiziert wurden, werden hier mit den angenommenen installierten Mengen multipliziert, um den Gesamtbedarf an potenziell kritischen Materialien zu berechnen. Daraus ergeben sich für die drei unterschiedenen Varianten die in Tab. 9-4 dargestellten Bedarfe an Lithium und Vanadium.

Tab. 9-4 Kumulierter Bedarf in Deutschland an potenziell kritischen mineralischen Rohstoffen von 2011 bis 2050 für Batterien in einer Maximalabschätzung

Pfad	Technologie	Kapazität	Rohstoff	Spezifischer Bedarf	Bedarf
				GWh	kg/kWh
(A)	Lithium-Ionen-Batterie	52	Lithium	0,12	6.240
(B)	Redox-Flow-Batterie	52	Vanadium	3,14	162.280
(C)	Lithium-Ionen-Batterie	26	Lithium	0,12	3.120
	Redox-Flow-Batterie	26	Vanadium	3,14	81.640

Die spezifischen Bedarfe an potenziell kritischen Rohstoffen für *Elektrolyseure und Brennstoffzellen*, die bereits in Kapitel 3.7 identifiziert wurden, werden hier ebenfalls mit den angenommenen installierten Mengen multipliziert, um den Gesamtbedarf an potenziell kritischen Materialien zu berechnen. Daraus ergeben sich die in der Tab. 9-5 dargestellten Bedarfe an Nickel, Kalium, Lanthan und Yttrium.

Tab. 9-5 Kumulierter Bedarf in Deutschland an potenziell kritischen mineralischen Rohstoffen von 2011 bis 2050 für Wasserstofftechnologien in einer Maximalabschätzung

Technologie	Leistung	Rohstoff	Spezifischer Bedarf	Bedarf
	GW		kg/kW	t
Alkalische Elektrolyse	88	Nickel	2	176.000
	88	Kalium	0,42	36.900
Festoxid-Brennstoffzelle	7,3	Lanthan	2,5	18.280
	7,3	Yttrium	0,057	416

10 Verfügbarkeit kritischer mineralischer Rohstoffe

10.1 Vorgehensweise

In diesem Kapitel wird die Verfügbarkeit der zuvor identifizierten potenziell kritischen Rohstoffe eingeschätzt. Die Menge der für Deutschland ermittelten potenziellen Verbräuche einzelner Rohstoffe, die für erneuerbare Energien und Infrastruktur benötigt wird, wird der globalen Jahresförderung sowie den globalen Reserven und Ressourcen gegenüber gestellt. Mit der Berücksichtigung sowohl von Produktionsmengen als auch von Reserven und Ressourcen werden Aspekte der kurz- wie langfristigen Verfügbarkeit einbezogen. Für die gesamten Betrachtungen wird dabei berücksichtigt, dass der Bevölkerungsanteil Deutschlands an der Weltbevölkerung derzeit etwas über 1 % liegt und zukünftig voraussichtlich etwas unter 1 % liegen wird. Überträgt man dies auf die Ressourcen, könnte ein solcher Budgetansatz in eine „1 %-Regel“ für eine erste grobe Einschätzung eines möglichen Anteils Deutschlands an den betrachteten Rohstoffen münden. Hierbei muss natürlich berücksichtigt werden, dass eine Nachfrage nach den betrachteten Stoffen nicht nur aus dem Aufbau erneuerbarer Energien erfolgt, sondern dass auch andere konkurrierende Nachfragen bestehen.

In einer ersten Näherung wird davon ausgegangen, dass eine kumulierte Nachfrage über den gesamten Betrachtungszeitraum (2011 bis 2050) in Höhe von bis zu 10 % der derzeitigen globalen Jahresproduktion sowie in Höhe von bis zu 0,1 % der Reserven problemlos zu decken sind. Dies entspricht – bei konstanter Fördermenge – 0,25 % der Förderung bis 2050. Mit der Differenz zur „1 %-Regel“ wird die konkurrierende Nachfrage außerhalb der erneuerbaren Energien überschlägig berücksichtigt.

Zeigen sich bei der ersten Einschätzung Engpässe, wird diese um zusätzliche Kriterien erweitert. Dabei werden ergänzend die geologischen Ressourcen betrachtet sowie eine vertiefte Analyse der konkurrierenden Nachfrage vorgenommen. Da die Situation der einzelnen Rohstoffe stets sehr spezifisch ist, erfolgt die Bewertung verbal argumentativ.

Zu den Ausgangsfragen der Studie gehört ebenfalls, ob sich bei steigender Nachfrage die Umweltbelastungen bei der Gewinnung der Rohstoffe, alleine bedingt durch den Rohstoff und die Lagerstätte, deutlich ändern können. Hierzu werden an ausgewählten Beispielen derzeit genutzte und mögliche zukünftig relevante Lagerstätten betrachtet, und es wird versucht, den Aufwand bei der Gewinnung von Rohstoffen abzuschätzen.

Neben den Primärrohstoffen spielen zunehmend auch Sekundärrohstoffe eine Rolle. Häufig gelingt es mit ihnen, die Nachfrage nach Primärrohstoffen zu reduzieren und Umweltbelastungen zu verringern. Daher werden für die betrachteten Stoffe der derzeitige Stand und zukünftige Möglichkeiten des Recyclings eingeschätzt.

10.2 Nachfrage aus dem Ausbau erneuerbarer Energien

Im den vorherigen Kapiteln erfolgte die Analyse der Einsatzmengen potenziell kritischer mineralischer Rohstoffe im Rahmen der betrachteten Szenarien. Hierbei wurden für *Windenergieanlagen* Neodym und Dysprosium, für *Photovoltaikanlagen* Indium, Gallium, Selen, Cadmium und Tellur und für *Stromspeichertechnologien* Lithium, Vanadium, Nickel, Kalium, Lanthan und Yttrium als potenziell kritische mineralische Rohstoffe identifiziert und der Bedarf für

ihren Ausbau in Deutschland bis 2050 abgeschätzt. Für die einzelnen Elemente und Technologien ergab sich der in Tab. 10-1 bis Tab. 10-4 zusammenfassend dargestellte Bedarf.

Tab. 10-1 Kumulierter Bedarf an potenziell kritischen mineralischen Rohstoffen von 2011 bis 2050 für Windenergie in Deutschland nach Ausbaupfad und Technologieroadmap

Element	Ausbaupfad	Roadmap		
		„Kontinuität“	„Upscaling“	„HTS“
t				
Neodym	Niedrig	1.109	4.440	3.641
	Mittel	1.838	6.573	5.333
	Hoch	3.253	10.845	8.688
	Sehr hoch	4.640	21.600	17.348
Dysprosium	Niedrig	77	321	265
	Mittel	128	475	386
	Hoch	211	749	599
	Sehr hoch	316	1.575	1.275
Yttrium	Niedrig			1,6
	Mittel			2,3
	Hoch			4
	Sehr hoch			8,1

HTS = Hochtemperatur-Supraleiter

Tab. 10-2 Kumulierter Bedarf an potenziell kritischen mineralischen Rohstoffen von 2011 bis 2050 für Photovoltaik in Deutschland nach Ausbaupfad und Technologieroadmap

Element	Ausbaupfad	Roadmap	
		„Kontinuität“	„Dünnschicht-Renaissance“
t			
Indium	Niedrig	26	189
	Mittel	51	353
	Hoch	73	516
	Sehr hoch	130	949
Gallium	Niedrig	2	22
	Mittel	5	40
	Hoch	7	61
	Sehr hoch	13	121
Selen	Niedrig	13	119
	Mittel	26	213
	Hoch	39	328
	Sehr hoch	69	647
Cadmium	Niedrig	11	14
	Mittel	28	36
	Hoch	45	55
	Sehr hoch	62	80

Element	Ausbaupfad	Roadmap	
		„Kontinuität“	„Dünnschicht-Renaissance“
t			
Tellur	Niedrig	8	8
	Mittel	23	23
	Hoch	37	37
	Sehr hoch	49	49

Tab. 10-3 Kumulierter Bedarf an potenziell kritischen mineralischen Rohstoffen von 2011 bis 2050 für Batterien in einer Maximalabschätzung für Deutschland

Pfad	Technologie	Rohstoff	Bedarf
t			
(A)	Lithium-Ionen-Batterie	Lithium	6.240
(B)	Redox-Flow-Batterie	Vanadium	162.280
(C)	Lithium-Ionen-Batterie	Lithium	3.120
	Redox-Flow-Batterie	Vanadium	81.640

Tab. 10-4 Kumulierter Bedarf an potenziell kritischen mineralischen Rohstoffen von 2011 bis 2050 für Wasserstofftechnologien zur Stromspeicherung in einer Maximalabschätzung für Deutschland

Technologie	Rohstoff	Bedarf
t		
Alkalische Elektrolyse	Nickel	176.000
	Kalium	36.900
Festoxid-Brennstoffzelle	Lanthan	18.280
	Yttrium	416

10.3 Reichweite der Lagerstätten und Kritikalität

Die folgende Analyse gliedert sich entsprechend der Verwendung der einzelnen Rohstoffe in

- Seltene Erden (Neodym, Dysprosium, Lanthan und Yttrium), verwendet für *Windenergieanlagen* und *Stromspeichertechnologien*
- Indium, Gallium, Selen, Cadmium und Tellur, verwendet für *Photovoltaikanlagen*
- Lithium, Vanadium, Nickel und Kalium, verwendet für *Stromspeichertechnologien*

10.3.1 Seltene Erden

10.3.1.1 Übersicht über Produktion und Verwendung Seltener Erden

Zur Gruppe der Seltenen Erden werden die Lanthanoide gezählt: Lanthan (La), Cer (Ce), Praseodym (Pr), Neodym (Nd), Promethium (Pm), Samarium (Sm), Europium (Eu), Gadoli-

nium (Gd), Terbium (Tb), Dysprosium (Dy), Holmium (Ho), Erbium (Er), Thulium (Tm), Ytterbium (Yb), Lutetium (Lu) sowie Yttrium (Y) und Scandium (Sc). Seltene Erden sind, anders als der Name es vermuten lässt, jedoch nicht selten, sondern nicht oder kaum lagerstättenbildend. Dementsprechend kommen sie meist in geringen Konzentrationen vor und werden überwiegend als Nebenprodukt gewonnen. Im Rahmen dieser Studie sind insbesondere die Seltene Erden Elemente *Pr, Nd, Tb, Dy* sowie *La und Y* relevant.

- *Pr, Nd, Tb und Dy* werden in Neodym-Eisen-Bor-*Permanentmagneten* für Synchroneratoren in Windkraftanlagen verwendet. Diese sogenannten Seltenerd-magneten haben den Vorteil einer hohen magnetischen Energiedichte, so dass geringere Generatortgewichte erreicht werden. Mengenmäßig dominieren Neodym und das chemisch wie physikalisch sehr ähnliche Praseodym. In geringeren Mengen werden auch Zusätze von Dysprosium und Terbium eingesetzt, um die Curietemperatur¹⁹ dieser Magnete zu erhöhen. Wie oben bereits erwähnt, ist im Folgenden in den angegebenen Mengen von Neodym auch ein geringer Anteil von Praseodym und in den Mengen von Dysprosium ein geringer Anteil von Terbium enthalten. Diese Elemente treten jeweils gemeinsam im Erz auf, unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Eigenschaften kaum und werden daher nicht abgetrennt.
- *La und Y* werden in *Festoxidbrennstoffzellen* eingesetzt, um die Zirkoniumoxidkeramik bei Raumtemperatur in ihrer kubischen Hochtemperaturmodifikation zu stabilisieren und die Temperaturwechselbeständigkeit zu erhöhen. Zugleich ist die Zugabe von Kationen mit niedrigerer Valenz als Zirkonium notwendig, um Sauerstoffstellen zu bilden und so die benötigte Sauerstoffionenleitfähigkeit zu erreichen. Da die Löslichkeit von Y_2O_3 in Zr_2O_3 gegenüber anderen ebenfalls zur Stabilisierung oder Teilstabilisierung geeigneten Stoffen (z. B. MgO oder CaO) erhöht ist, kann mit Y_2O_3 ein höheres Maß an Stabilisierung erreicht werden. Die höchste Sauerstoffionenleitfähigkeit wird bei etwa 10 mol % Y_2O_3 erreicht (Michalowsky 1994).
- Eine Substitution von Y_2O_3/La_2O_3 durch andere Zr_2O_3 -stabilisierende Oxide ist daher nur eingeschränkt möglich.

Im Rahmen der Studie wurden die in Tab. 10-1 aufgeführten kumulierte Bedarfe an Seltene Erden für Permanentmagnete ermittelt. Danach ergibt sich für mögliche Windenergie-Ausbauszenarien in Deutschland im Zeitraum von 2010 bis 2050 ein minimaler Bedarf von ca. 1,2 kt und ein maximaler Bedarf von ca. 23,175 kt Seltener Erden. Dem steht wie in Abb. 10-1 gezeigt eine globale Förderung von derzeit ca. 110 kt im Jahr 2012 (2010 ca. 133 kt) gegenüber. Unter der Annahme einer weiteren Förderung auf einem ähnlichen Niveau ergibt sich damit bis 2050 eine globale Förderung von ca. 5 Mt.

Der mögliche Bedarf an Seltene Erden in Deutschland durch den Windenergieausbau entspräche damit minimal ca. 0,02 % und maximal ca. 0,4 % der bis 2050 zu erwartenden Förderung Seltener Erden oder ca. 1 % bis 17 % einer Weltjahresproduktion.

¹⁹ Die materialspezifische Curietemperatur bezeichnet die Temperatur, bei deren Erreichen ferromagnetische bzw. ferroelektrische Eigenschaften einer Probe vollständig verschwunden sind. Oberhalb der Curietemperatur verschwindet die Magnetisierung. Materialien sind nur deutlich unterhalb der Curietemperatur als Magnetwerkstoff einsetzbar.

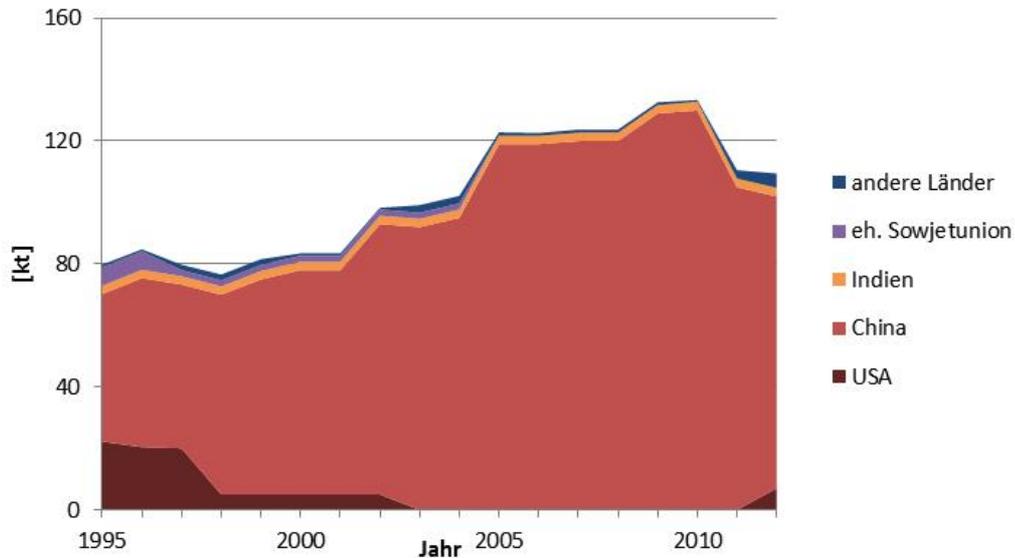


Abb. 10-1 Entwicklung der Produktion von Seltenen Erden nach Ländern

Quelle: USGS, verschiedene Ausgaben der Minerals Commodity Summaries ab 1996

Der minimale Wert ist sehr gering und erscheint leicht zu decken zu sein, selbst wenn man von einer großen zusätzlichen Nachfrage aus anderen Anwendungen ausgeht. Der maximale Bedarf erscheint auch grundsätzlich zu decken zu sein. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass möglicherweise noch andere Bereiche wie die Elektromobilität eine hohe Nachfrage entwickeln und somit einen stark steigenden Bedarf der betroffenen Seltenen Erden auslösen könnten. So gehen Angerer et al. (2009) davon aus, dass sich der Bedarf an Neodym aus Permanentmagneten bis 2030 knapp versiebenfachen und im Jahr 2030 27,9 kt erreichen wird. Dysprosium wurde hierbei nicht separat betrachtet. Aufgrund dieses erwarteten großen Nachfragewachstums werden die Vorkommen und die Verfügbarkeit Seltener Erden im Folgenden einer genaueren Analyse unterzogen.

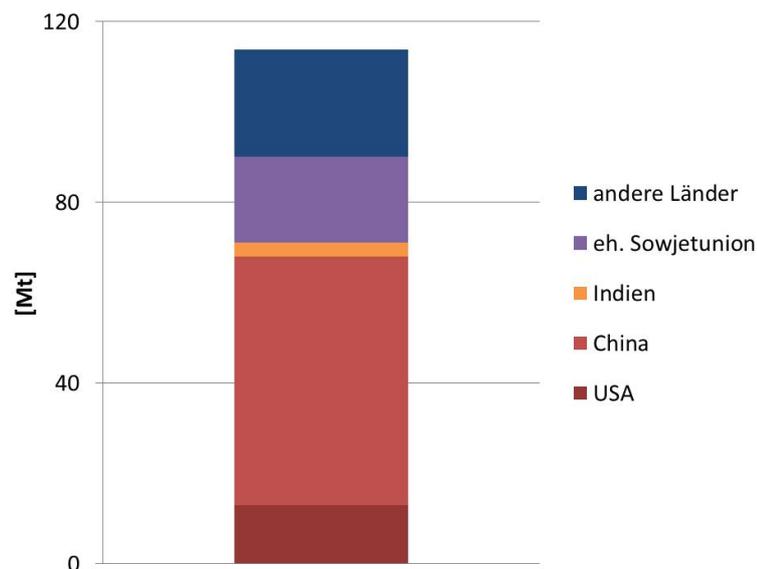


Abb. 10-2 Verteilung der Reserven an Seltenen Erden

Quelle: USGS (2013a)

Die Gewinnung von Seltenen Erden steigt, mit einigen Schwankungen, kontinuierlich an (siehe Abb. 10-1). Dabei ist ersichtlich, dass China als Produzent zunehmend dominant geworden ist. Gab es in den 1990er Jahren noch relevante andere Produktionsländer, insbesondere die USA, so hatte China zwischenzeitlich praktisch eine Monopolstellung eingenommen. Erst in jüngster Zeit kann wieder eine steigende Förderung Seltener Erden außerhalb Chinas beobachtet werden. Es wird erwartet, dass die Produktionskapazitäten zwischen 2010 und 2014 mit zwei bis vier neuen Minen deutlich erweitert werden (Okadene Hollins 2010).

Die Reserven Seltener Erden sind deutlich weiter verteilt, als es die derzeitige Verteilung der Förderung vermuten lässt. Neben China verfügen vor allem noch die Staaten der ehemaligen Sowjetunion und die USA über größere Reserven (siehe Abb. 10-2).

10.3.1.2 Detailanalyse der für diese Studie relevanten Seltenen Erden

Bei der bisherigen Betrachtung wurden die Seltenen Erden als eine einheitliche Gruppe von Elementen betrachtet. Aufgrund der Unterschiede zwischen den einzelnen Elementen und ihren sehr unterschiedlichen Vorkommen und Verfügbarkeit ist es jedoch notwendig, mindestens zwischen den beiden Gruppen der sogenannten „leichten“ und „schweren“ Seltenen Erden zu unterscheiden. Zu den leichten Seltenen Erden gehören Sc, La, Ce, Pr, Nd, Pm, Sm und Eu, zu den schweren Y, Gd, Tb, Dy, Ho, Er, Tm, Yb und Lu. Im konkreten Fall kann man jedoch noch weiter gehen und nicht nur die Gruppen der leichten und schweren Seltenen Erden, sondern auch die einzelnen relevanten Elemente betrachten.

Seltene Erden werden aus unterschiedlichen Mineralen gewonnen, die eine sehr unterschiedliche chemische Zusammensetzung aufweisen (Tab. 10-5). Daher ist es nötig, die Lagerstätten jeweils individuell und hinsichtlich ihres spezifischen Mineralbestandes zu analysieren. Angaben zu den Seltenen Erden Element Lagerstätten, insbesondere in der Primärliteratur, sind nur sehr spärlich verfügbar. Die vorhandenen Angaben zeigen daneben recht hohe Schwankungen hinsichtlich ihrer Verfügbarkeit. Hinzu kommt, dass Seltene Erden vielfach als Nebenprodukt gewonnen werden und damit eine hohe Abhängigkeit von den Hauptprodukten besteht. Dementsprechend schwierig gestaltet sich eine Abschätzung der weltweit vorhandenen Reserven.

Die meisten Seltenen Erden Minerale enthalten insbesondere leichte Seltene Erden Elemente. Hohe Gehalte schwerer Seltener Erden Elemente sind insbesondere im Mineral Xenotime enthalten, das jedoch wenig verbreitet und nur in wenigen Lagerstätten anzutreffen ist. Hingegen enthalten die häufigeren Monazite und insbesondere Bastnäsite kaum schwere Seltene Erden. Die Konsequenz daraus ist, dass die Vorräte schwerer Seltener Erden im Vergleich zu den leichten Seltenen Erden deutlich geringer sind. Zugleich verfügt nur eine geringe Anzahl von Lagerstätten überhaupt über relevante Mengen schwerer Seltener Erden. Dementsprechend unterscheidet sich die globale Verteilung der Vorkommen der leichten und schweren Seltenen Erden, aber auch der Höhe ihrer Reserven.

Tab. 10-5 Zusammensetzung wichtiger Seltenen Erden Minerale

Mineral	Monazite SEO	Bastnäsite SEO	Xenotime SEO	Apatite SEO	
%					
La ₂ O ₃	23,7	33,2	0,5	25,1	
CeO ₂	45,6	49,1	5	45	
Pr ₆ O ₁₁	5	4,3	0,7	3,9	Leichte Seltene Erden
Nd ₂ O ₃	17,2	12	2,2	14	
Sm ₂ O ₃	2,5	0,78	1,9	1,6	
Eu ₂ O ₃	0,05	0,11	0,2	0,5	
Gd ₂ O ₃	1,5	0,17	4	1,5	
Tb ₄ O ₇	0,04	0,016	1	0,1	
Dy ₂ O ₃	0,68	0,031	8,7	1	
Ho ₂ O ₃	0,05	50 ppm	2,1	0,1	
Er ₂ O ₃	0,21	35 ppm	5,4	0,15	Schwere Seltene Erden
Tm ₂ O ₃	0,02	8 ppm	0,9	0,02	
Yb ₂ O ₃	0,12	13 ppm	6,2	0,08	
Lu ₂ O ₃	0,04	1 ppm	0,4	/	
Y ₂ O ₃	2,4	0,09	60,8	4,3	

SEO = Seltene Erden Oxide

Quelle: Neary und Highley (1984)

10.3.1.3 Länderanalyse zu Seltenen Erden

China

Die weltweit größte und wichtigste Lagerstätte für Seltene Erden ist die Lagerstätte von Bayan Obo in der Inneren Mongolei (BGS 2011). Die Lagerstätte enthielt ursprünglich 600 bis 800 Mt Erzvorräte mit einem Durchschnittsgehalt von 6 % Seltenen Erden Oxiden (SEO). Von denen bisherigen Vorräten sind bereits 250 Mt abgebaut, aber nur 10 % der darin enthaltenen Seltenen Erden ausgebracht (Liedtke und Elsner o. J.). Die geringe Ausbringung ist vor allem eine Folge davon, dass die in der Lagerstätte enthaltenen Erze jeweils selektiv für die Gewinnung bestimmter Metalle genutzt werden. Bei der Lagerstätte von Bayan Obo handelt es sich um eine Eisenerzlagerstätte, wobei der Hauptteil der Erze zu Eisen verhüttet und nicht für die Gewinnung Seltener Erden genutzt wird. Seltene Erden kommen in dieser Lagerstätte in drei unterschiedlichen Formen vor, im Eisenerz, als mit Seltenen Erden reiche Silikatgesteine und als Seltene Erden reicher Dolomit. Besonders wichtig sind die Seltene Erden reiche Eisenerze, die bis zu 10 % Seltene Erden enthalten (Castor und Hedrick 2006).

Die Lagerstätte von Bayan Obo enthält als Seltene Erden reiches Mineral vor allem Bastnäsit und damit ganz überwiegend leichte Seltene Erden. Der Neodymanteil an den Seltenen Erden wird mit 18,5 % angegeben, wohingegen der Dysprosiumanteil nur 0,1 % beträgt (Long et al. 2010).

Ähnlich wie die Lagerstätte von Bayan Obo enthalten die Lagerstätten von Sichuan und Gansu Bastnäsit und damit vor allem leichte Seltene Erden. Im Gegensatz zu Bayan Obo wird Bastnäsit hier jedoch als Hauptprodukt gewonnen.

Die nördlichen Förderregionen in China mit den Lagerstätten von Bayan Obo, Sichuan und Gansu haben einen Anteil von ca. 70 % an der gesamten chinesischen Förderung. Die restlichen 30 % werden in den südlichen Regionen in Guangdong, Hunan, Jinagxi, und Jiangsu gefördert. In den südlichen Regionen erfolgt die Gewinnung von Seltenen Erden aus Ionenabsorbierenden Tonen und lateritischen Erzen. Die lateritischen Erze haben sehr unterschiedliche Gehalte schwerer und leichter Seltener Erden. Einerseits gibt es Erze mit sehr hohen Gehalten an leichten Seltenen Erden und Spuren an schweren Seltenen Erden (z. B. Xunwu mit 31,7 % Nd und Spuren von Dy), andererseits gibt es auch Erze mit hohen Gehalten schwerere Seltener Erden und niedrigen Gehalten leichter Seltener Erden (z. B. Longnan mit 3 % Nd und 6,7 % Dy) (Long et al. 2010).

USA

Die Lagerstätte von Mountain Pass war bis in die neunziger Jahre des letzten Jahrhunderts hinein die wichtigste genutzte Lagerstätte für Seltene Erden, bevor sie im Jahr 2002 geschlossen wurde. Sie verfügt über Reserven von ca 1,12 Mt SEO (BGS 2011) und enthält Bastnäsit und damit vor allem leichte, aber kaum schwere Seltene Erden. In ihr wurden die Seltenen Erden als Hauptprodukt mit einer Ausbringung von 70 % gewonnen (Jackson und Christiansen 1993). Ursache der Schließung waren einerseits fallende Preise für Seltene Erden, die sich aufgrund des steigenden Angebots aus China, wo die Seltenen Erden überwiegend preisgünstiger als Nebenprodukt gewonnen werden können, ergaben. Andererseits haben hierzu auch Umweltschutzgründe beigetragen. Die Lagerstätte hat einen mit ca. 100 ppm relativ hohen Thoriumgehalt (Okadene Hollins 2010). Die umweltgerechte Entsorgung der Reststoffe war daher mit hohen und weiter steigenden Kosten verbunden, was die Wettbewerbsfähigkeit zunehmend einschränkte (Castor und Hedrick 2006). Nachdem bereits zuvor mit der Aufbereitung von Lagerbeständen begonnen wurde, ging die Mine selber 2010, mit zunächst geringer Kapazität, wieder in Betrieb. Ihre Kapazität soll bis auf 40 kt SEO/a ausgebaut werden. Hierbei wird aufgrund neuer Prozesstechnologie eine Ausbringung von über 90 % angestrebt (Okadene Hollins 2010). Aufgrund der relativ großen Kapazität sollen auch gezielt die nur in geringen Mengen enthaltenen schweren Seltenen Erden gewonnen werden (Molcycorp 2012).

Neben Mountain Pass gibt es noch weitere Lagerstätten für Seltene Erden in den USA, die jedoch derzeit für nicht die SEO-Gewinnung genutzt werden und deren Nutzung auch derzeit nicht geplant ist. Ähnlich wie Mountain Pass weist die Lagerstätte von Bear Lodge bei insgesamt ebenfalls großen Reserven (nach Meyer (2002) ca. 1,86 Mt SEO) hohe Thoriumgehalte auf (Jackson und Christiansen 1993). Der Thoriumgehalt schwankt zwischen 0,01 und 1,2 % und erreicht damit zum Teil ausgesprochen hohe Werte (Long et al. 2010). Auch diese Lagerstätte enthält praktisch ausschließlich leichte Seltene Erden (Long et al. 2010). Eine weitere Lagerstätte ist Green Cove Springs in Florida. Als SEO-führendes Mineral enthält sie Monazit mit einem Anteil von 17,5 % Neodym und 0,9 % Dysprosium am Gesamtgehalt Seltenen Erden. Der Dysprosiumgehalt ist damit erhöht, die Lagerstätte ist jedoch mit einem Gesamtgehalt von ca. 5 kt SEO sehr klein (Orris und Grauch 2002).

Australien

In Australien gibt es mehrere Vorkommen an Seltenen Erden. Die Lagerstätte von Mount Weld enthält ein feinkörniges Monaziterz mit einem hohen durchschnittlichen Gehalt an Seltenen Erden von 9,7 % und einem Vorrat von 1,19 Mt bei einer angenommenen Bauwürdig-

keitsgrenze²⁰ von 2,5 % Seltene Erden (Okadene Hollins 2010). BGR (2008) geht von 11,9 % SEO und 917 kt SEO aus. Der Abbau von Seltenen Erden begann in 2010, die Produktion von SEO-Konzentrat in 2011. Für den hier angewendeten Prozess wird eine Ausbeute von ca. 68,7 % erwartet (Long et al. 2010).

Mit der Lagerstätte von Eneabba verfügt Australien über ein zweites Vorkommen an Seltenen Erden. Die Seltenen Erden kommen auch hier in Monazit vor. Die Konzentration an Monazit schwankt jedoch sehr stark zwischen 0 und 35 %, wobei die durchschnittlichen Gehalte unter 1 % liegen (Neary und Highley 1984). Die Lagerstätte wird nicht zur Gewinnung von Seltenen Erden genutzt (Castor und Hedrick 2006).

Grönland

Mit der Lagerstätte von Kvanefjeld verfügt Grönland über eines der größten Vorkommen an Seltenen Erden. Dabei handelt es sich um eine Uranlagerstätte mit relevanten Gehalten an Seltenen Erden, Zink, Zirkonium, Lithium, Beryllium und Natriumfluorid. Die Ressourcen liegen bei 457 Mt Erz mit einem Gehalt von 1,07 % SEO, entsprechend ca. 4,91 Mt SEO. Die Lagerstätte ist besonders interessant, da sie relevante Anteile schwerer Seltener Erden enthält. Bei einem Gesamtgehalt von 6,6 Mt SEO werden ca. 0,25 Mt schwere Seltene Erden erwartet (GMEL 2012a). Da die Lagerstätte eine Vielzahl von Rohstoffen enthält, wird davon ausgegangen, dass die Gewinnung von Seltenen Erden durch Koppelproduktion vergleichsweise preisgünstig erfolgen kann. Es war lange unklar, ob es zu einer Nutzung der Lagerstätte von Kvanefjeld kommen würde. Nach der Wahl am 12.03.2013 in Grönland scheint die Umsetzung des Projektes jedoch weiter vorangetrieben zu werden (Braune 2013; Süddeutsche Zeitung 2013).

Weitere Lagerstätten

Neben den beschriebenen Lagerstätten gibt es eine Reihe weiterer, meist kleiner oder auf absehbare Zeit nicht wirtschaftlicher Lagerstätten Seltener Erden. In einer Reihe von Fällen liegen auch keine oder kaum Informationen vor. Weitere Vorkommen gibt es z. B. in den Staaten der ehemaligen Sowjetunion, Indien, Malaysia oder Brasilien (USGS 2013a). In Europa verfügt Schweden in den Eisenerzlagerstätten von Kiruna und Gällivare über Vorkommen an leichten Seltenen Erden. Der SEO-Gehalt liegt hier bei 0,2 bis 0,7 %, das Potenzial bei 300 bis 1.400 t SEO/a (BGR 2008).

10.3.1.4 Analyse der Reserven einzelner Seltener Erden

Reserven und Bedarf an Neodym und Dysprosium

Auf der Grundlage der vorhandenen Daten zu den Reserven Seltener Erden und der spezifischen Zusammensetzung der wichtigsten Lagerstätten (GMEL 2012a; Long et al. 2010) wurde die Verteilung der Reserven für Neodym und Dysprosium berechnet.

Für *Neodym* zeigt sich, dass China bei weitem über die größten Reserven verfügt, es jedoch auch Vorkommen in vielen anderen Ländern gibt (siehe Abb. 10-3).

²⁰ Die Bauwürdigkeitsgrenze beschreibt den mittleren Gehalt eines Minerals, um die Gewinnung von mineralischen Rohstoffen einer Lagerstätte mit wirtschaftlichem Erfolg zu ermöglichen.

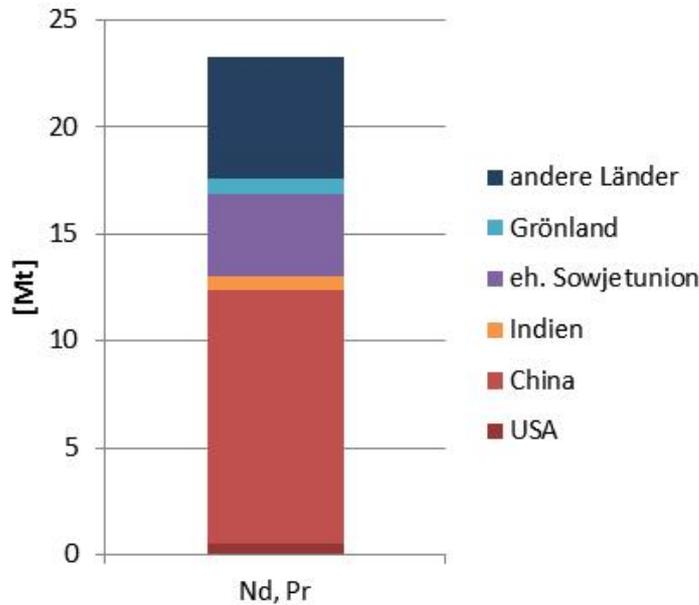


Abb. 10-3 Verteilung der Reserven von Neodym inklusive Praseodym

Der Gesamtbedarf an Neodym für den Ausbau der Windenergie in Deutschland wurde mit 1,1 kt – 21,6 kt ermittelt (siehe Tab. 10-1). Dem stehen globale Reserven von ca. 23 Mt gegenüber. Es würden damit zwischen 0,005 % und 0,094 % der globalen Reserven von Neodym benötigt.

Betrachtet man zusätzlich die von Angerer et al. (2009) für 2030 unter Einschluss der Elektromobilität erwartete Gesamtnachfrage aus Permanentmagneten in Höhe von 27,9 kt/a, zeigt sich nur ein unwesentlich kritischeres Bild. Die jährliche Nachfrage würde etwa 1,2 % der Reserven entsprechen. Die geologische Verfügbarkeit (statische Reichweite ca. 80 Jahre) erscheint damit, auch im Vergleich zu anderen statischen Reichweiten, lang und recht unkritisch.

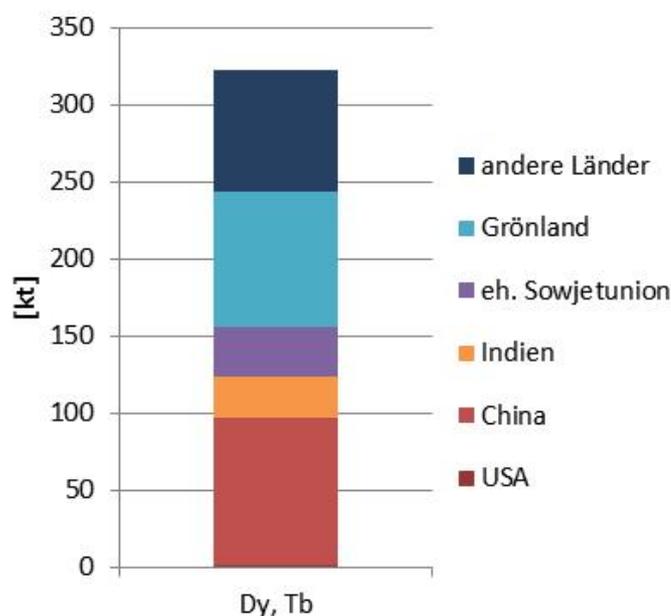


Abb. 10-4 Verteilung der Reserven von Dysprosium inklusive Terbium

Die Verteilung der Reserven für *Dysprosium* unterscheidet sich deutlich von der von Neodym. Auch hier verfügt China über große Reserven, vergleichbar große Vorkommen sind jedoch auch in Grönland vorhanden (siehe Abb. 10-4). Hierbei muss berücksichtigt werden, dass sich die Reserven auf nur wenige Lagerstätten verteilen und gegenüber den Reserven von Neodym deutlich kleiner sind.

Der Gesamtbedarf an Dysprosium für den Ausbau der Windkraft in Deutschland wurde mit 77 bis 1.575 t ermittelt (siehe Tab. 10-1). Dem stehen globale Reserven von ca. 320 kt gegenüber. Es würden damit zwischen 0,02 % und 0,5 % der globalen Reserven von Dysprosium benötigt.

Dies stellt einen deutlich höheren Anteil als bei Neodym dar. Betrachtet man wiederum zusätzlich die erwartete Gesamtnachfrage aus Permanentmagneten in 2030, ergibt sich für Dysprosium überschlägig ein Wert von 2 kt/a. Dieser Wert errechnet sich aus der von Angerer et al. (2009) für 2030 unter Einschluss der Elektromobilität erwartete Gesamtnachfrage aus Permanentmagneten in Höhe von 27,9 kt/a und dem in dieser Studie zugrunde gelegten Verhältnis von Neodym zu Dysprosium von ca. 14:1. Die jährliche Nachfrage würde damit ca. 0,63 % der Reserven entsprechen und erscheint unkritisch. Kritischer ist die Verfügbarkeit von Dysprosium jedoch im Hinblick auf die geringe Anzahl an Lagerstätten, die überhaupt Dysprosium führen.

Bei diesen Betrachtungen muss man jedoch berücksichtigen, dass Überlegungen zum zukünftigen Bedarf von Seltenen Erden aus Permanentmagneten aufgrund der sehr frühen Entwicklungsphase der Elektromobilität mit sehr hohen Unsicherheiten behaftet sind.

Zusammenfassend erscheint der Bedarf an Neodym und Dysprosium für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland als relativ unkritisch. Hinzu kommt, dass der Einsatz von Seltenerd-magneten in Windkraftanlagen zwar mit Vorteilen verbunden ist, jedoch andere Generatortypen bereitstehen und erprobt sind, die keine Seltenen Erden benötigen (siehe Kapitel 6.2.3). Insofern dürfte die Verfügbarkeit von Neodym und Dysprosium, selbst für den unwahrscheinlichen Fall einer beschränkten Verfügbarkeit, den Ausbau der Windkraft in Deutschland nicht beeinträchtigen.

Lanthan

Lanthan gehört zusammen mit Cer zu den häufigsten Seltenen Erden (siehe La_2O_3 in Tab. 10-5). Im Rahmen dieser Studie wurde für Brennstoffzellen als Teil einer maximalen Speicherstrategie für Deutschland bis zum Jahr 2050 ein Lanthanbedarf von 18.280 t ermittelt (siehe Tab. 10-4).

Lanthan hat einen Anteil von ca. 25 % an den gesamten geförderten Seltenen Erden. Damit wurden im Jahr 2012 ca. 27,5 kt Lanthan gefördert. Der Bedarf bis 2050 entspricht damit ca. 66 % einer Jahresproduktion. Bezogen auf die Reserven in Höhe von ca. 25 Mt (siehe Abb. 10-5) sind es jedoch lediglich ca. 0,07 %. Hinsichtlich der geologischen Verfügbarkeit kann der Bedarf an Lanthan daher als unkritisch eingeschätzt werden. Neben China finden sich größere Reserven in den USA, Russland, Australien und Indien.

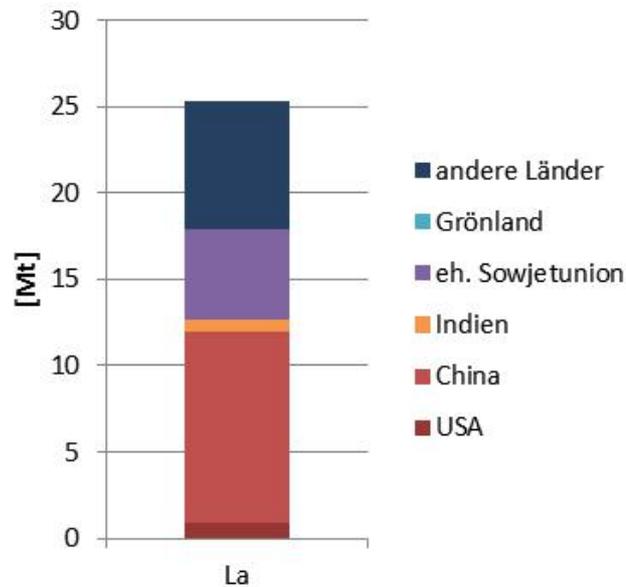


Abb. 10-5 Verteilung der Reserven von Lanthan

Yttrium

Yttrium gehört, auch wenn es nicht zu den Lanthanoiden zählt, ebenfalls zu den Seltenen Erden Elementen. Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wird davon ausgegangen, dass Yttrium zur Stabilisierung von Zirkoniumdioxidkeramik in Festoxidbrennstoffzellen eingesetzt wird. Diese werden wiederum zur Rückverstromung des Wasserstoffs nach dessen Speicherung verwendet. Bis 2050 wurde im Rahmen einer maximalen Speicherstrategie und bei Betrachtung eines „worst case“-Szenarios für Deutschland bis zum Jahr 2050 ein Yttriumbedarf von 416 t berechnet (siehe Tab. 10-4). Aus der Roadmap „HTS“ zum angenommenen Ausbau der Windenergie in Deutschland kommen maximal weitere 8,1 t hinzu (Tab. 10-1), so dass sich insgesamt ein Yttriumbedarf von 424 t ergibt. Dem stehen eine globale Jahresförderung von derzeit 8.900 t und Reserven von 540 kt gegenüber.

Derzeit werden fast 99 % des Yttriums in China gefördert. Die Reserven von Yttrium sind jedoch weiter verteilt. Neben China finden sich größere Reserven in den USA, Australien und Indien (siehe Abb. 10-6).

Die berechnete Nachfrage nach Yttrium entspricht damit weniger als 5 % einer Jahresproduktion und etwa 0,08 % der Reserven und ist damit niedrig. Hinsichtlich der geologischen Verfügbarkeit kann der Bedarf an Yttrium daher als unkritisch eingeschätzt werden.

Konkurrierende Nachfragen nach Yttrium können insbesondere aus der Fertigung von Hochtemperatursupraleitern (HTS) und aus dem Einsatz als Leuchtstoff in Leuchtstofflampen und LEDs entstehen. Insbesondere die mögliche zukünftige Nachfrage aus der Fertigung von HTS ist kaum abschätzbar, sie wird aber, wenn überhaupt erst langfristig auftreten. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt erscheint die identifizierte Nachfrage nach Yttrium unkritisch. Der für die SOFC-Brennstoffzellen angenommene Bedarf an Yttrium könnte ansonsten auch durch andere Materialien ersetzt werden.

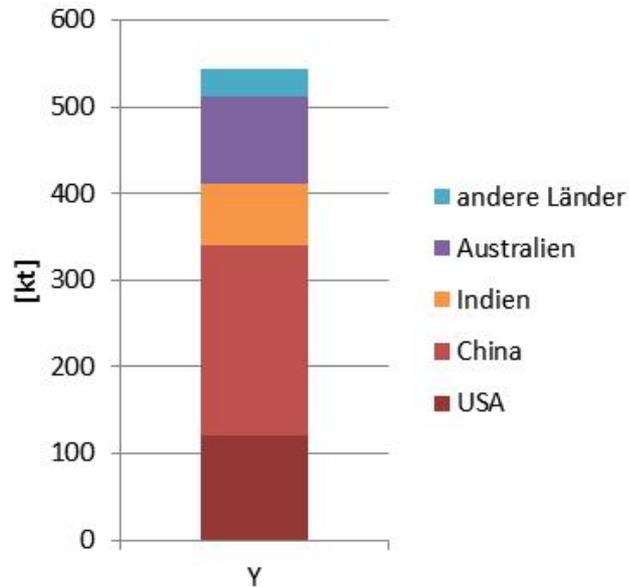


Abb. 10-6 Verteilung der Reserven von Yttrium

Quelle: USGS (2013a)

10.3.2 Rohstoffe in Photovoltaikanlagen

10.3.2.1 Indium

Indium wird derzeit ausschließlich als Nebenprodukt gewonnen. Die wichtigsten Rohstoffe der Indiumgewinnung sind Nebenprodukte metallurgischer Prozesse, insbesondere der Zinkgewinnung (Niederschlag und Stelter 2009; Noël 1989) sowie untergeordnet Nebenprodukte der Blei- und Zinnengewinnung (nach BGR (2008); Classen et al. (2009); Pohl (2005)). Aufgrund der niedrigen Ausgangskonzentrationen an Indium und der natürlichen Schwankungen in den Zinkerzen sind die Prozesse zur Indiumgewinnung in hohem Maß abhängig von der Zusammensetzung der Zinkerze (siehe Wittmer (2011)).

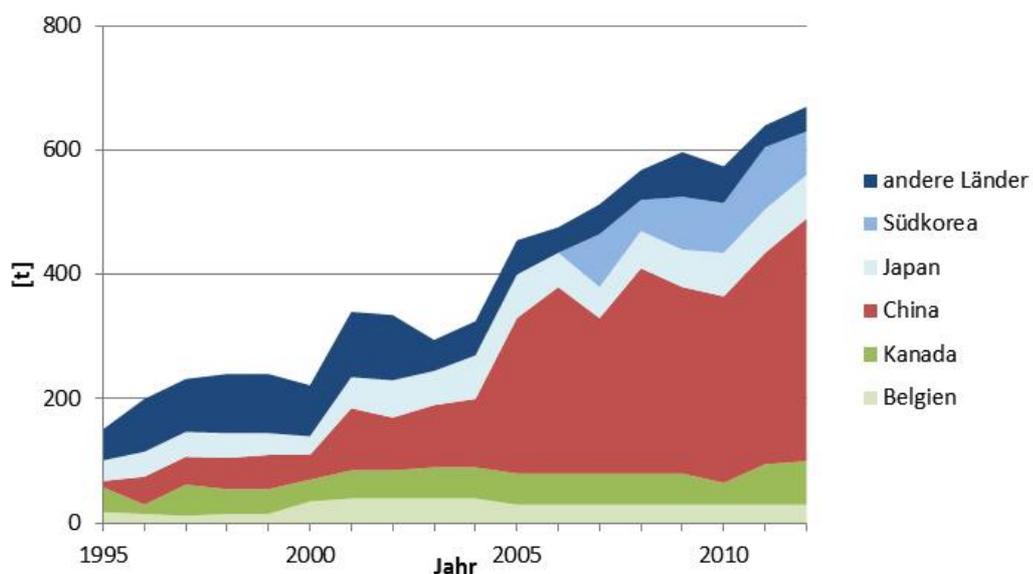


Abb. 10-7 Entwicklung der Produktion von Indium

Quelle: USGS, verschiedene Ausgaben der Minerals Commodity Summaries ab 1996

Die weltweite Primärproduktion von Indium steigt seit einigen Jahren stark an und betrug im Jahr 2013 670 t (siehe Abb. 10-7). Heute ist der mit Abstand wichtigste Produzent China mit knapp 60 % der globalen Produktion, weitere wichtige Produzenten sind Japan, Kanada, Südkorea. Die Reserven von Indium werden vom U. S. Geological Survey (USGS) nicht mehr angegeben (USGS 2013a). Die letzten Abschätzungen gehen von ca. 11 kt aus (USGS 2009).

Die berechnete Nachfrage nach Indium im Szenario „Kontinuität“ für den Ausbau der Photovoltaik in Deutschland bis zum Jahr 2050 liegt zwischen 26 und 130 t (siehe Tab. 10-2). Das entspricht 3,9 bis 19,4 % einer globalen Jahresproduktion bzw. 0,2 – 1,2 % der weltweiten Reserven. Im Szenario „Dünnschicht-Renaissance“ liegt der berechnete Bedarf mit 189 bis 949 t bei 28,2 bis 141,6 % einer globalen Jahresproduktion bzw. 1,7 – 8,6 % der weltweiten Indium-Reserven.

Insbesondere die Nachfrage beim Szenario „Dünnschicht-Renaissance“ erscheint so hoch, dass eine Deckung des Bedarfs nicht gesichert erscheint. Bereits der Bedarf im Szenario „Kontinuität“ erscheint kritisch angesichts des Umstandes, dass es bei Indium eine hohe konkurrierende Nachfrage aus dem Bereich der Dünnschichtbeschichtungen von LCDs gibt. Wurden 1996 in Dünnschichtbeschichtungen knapp 50 % des Indiums eingesetzt, so stieg sein Anteil bis 2007 auf 84 % an (Niederschlag und Stelter 2009). Die große Nachfrage nach Indium hat jedoch bereits zur Entwicklung von einer Reihe von Alternativen bei der Beschichtung von LCDs geführt.

Vorhandene Nachfrageprognosen deuten ebenfalls auf einen stark steigenden Bedarf an Indium hin. So wird alleine für den Bedarf von Indium in der Photovoltaik, als LCD-Beschichtung und für LEDs bis 2030 ein jährlicher Bedarf von 1.911 t und damit rund das dreifache der derzeitigen Jahresproduktion erwartet. Insofern erscheint die Nachfrage nach Indium für den Fall einer Renaissance der Dünnschicht-Photovoltaik kritisch und nicht sicher zu decken.

10.3.2.2 Gallium

Die derzeit einzige ökonomisch verfügbare Rohstoffquelle für Gallium sind die Laugen des Bayer-Verfahrens zur Aluminiumoxidherstellung, in denen in Abhängigkeit vom Mineralbestand des eingesetzten Bauxits und der Prozessbedingungen bei der Gewinnung unterschiedliche Galliumkonzentrationen auftreten. Damit hängt die Verfügbarkeit von Gallium unmittelbar von der Aluminiumoxid- und der Aluminiumproduktion ab (siehe Ritthoff (2011)). Die Produktion von primärem Gallium hat in den letzten Jahren erheblich zugenommen. Wurde sie für das Jahr 2000 noch auf ca. 100 t geschätzt, so stieg sie bis zum Jahr 2012 bereits auf 273 t an (USGS 2001, 2013a). Diese Steigerung ist vor allem eine Folge des Produktionsausbaus in China, wohingegen die anderen Produktionsländer ihre Produktion eher verringert haben. Zu den relevanten Produktionsländern gehört auch Deutschland. Die Produktionskapazität der meisten Länder wird nicht ausgenutzt (Jaskula 2010).

Angaben zu den Reserven von Gallium werden vom USGS nicht gemacht, derzeit wird jedoch nur bei einem kleinen Teil der Anlagen zur Aluminiumoxidherstellung Gallium extrahiert. Rechnet man überschlägig den Galliumgehalt der Bauxitreserven hoch, so ergibt sich ein gesamter Galliuminhalt von 1,4 Mt und ein jährlich geförderter Galliuminhalt von ca. 13 kt. Hierbei muss man berücksichtigen, dass derzeit technologisch bedingte Verluste von ca. 65 % auftreten.

Im Szenario „Kontinuität“ wurde für den Ausbau der Photovoltaik in Deutschland bis zum Jahr 2050 ein Galliumbedarf von 2 – 13 t berechnet (siehe Tab. 10-2). Dies entspricht 0,7 % bis 4,8 % einer derzeitigen Jahresproduktion bzw. 0,00014 – 0,0009 % der weltweiten Reserven. Der Galliumbedarf ist damit niedrig und unkritisch. Für das Szenario „Dünnschicht-Renaissance“ wurde mit 22 – 121 t ein deutlich höherer Bedarf an Gallium ermittelt, der 8 % bis 44 % einer Jahresproduktion bzw. 0,0016 – 0,009 % der weltweiten Reserven entspricht. Hierbei muss jedoch berücksichtigt werden, dass die Galliumproduktion auch relativ kurzfristig erhöht werden kann, da es sich wie beschrieben um ein Nebenprodukt handelt. Es müssen keine zusätzlichen Lagerstätten erkundet und erschlossen, sondern lediglich die notwendigen Extraktionsanlagen bei der Aluminiumoxidgewinnung installiert und betrieben werden.

Verschiedene Studien gehen von einer deutlich steigenden Nachfrage nach Gallium aus. Dies betrifft neben der Nachfrage aus der Photovoltaik insbesondere die Nachfrage aus der Fertigung von LEDs und Integrierten Schaltkreisen. Aus den genannten Anwendungen ergibt sich nach Angerer et al. (2009) ein Bedarf an 603 t in 2030. Auch diese Nachfrage ist aber leicht aus der Förderung zu decken. Daneben gibt es auch davon abweichende Prognosen. So geht USGS (2005) von einer nachlassenden Nachfrage nach Gallium durch integrierte Schaltkreise aus. Die Nachfrage nach Gallium erscheint daher unkritisch.

10.3.2.3 Selen

Wichtigster Nutzer von Selen ist die Glasindustrie, wo es als Entfärbungsmittel zum Einsatz kommt (George 2010). Daneben wird Selen unter Anderem auch für die Glasbeschichtung und bei der Produktion von Mangan eingesetzt. Eine weitere Verwendungsmöglichkeit von Selen liegt in der Photovoltaik (George 2010). Für den Ausbau der Photovoltaik in Deutschland wurde in den entsprechenden Szenarien ein Bedarf von 13 bis 647 t bis zum Jahr 2050 berechnet (siehe Tab. 10-2). Der Bedarf an Selen wird dabei überwiegend aus der Dünnschicht-Photovoltaik getrieben. In der Roadmap „Kontinuität“ werden nur maximal 69 t Selen benötigt. Diesem Bedarf stand in 2012 eine Produktion von ca. 2 kt gegenüber (Abb. 10-8), was 0,65 bis 32 % einer Jahresproduktion entspricht. In der Roadmap „Kontinuität“ werden mit 647 t maximal 3,45 % einer Jahresproduktion benötigt. Der maximale Bedarf ist damit relativ hoch.

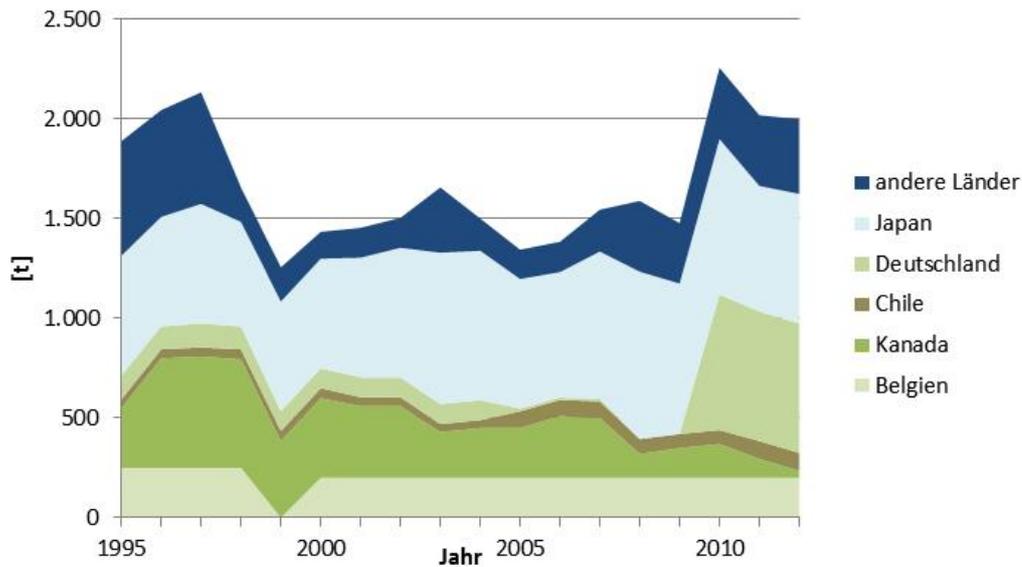


Abb. 10-8 Entwicklung der Produktion von Selen

Quelle: USGS, verschiedene Ausgaben der Minerals Commodity Summaries ab 1996

Selen ist, ähnlich wie die Seltenen Erden, nicht selten, kommt jedoch nicht lagerstättenbildend vor. Es wird daher nur als Nebenprodukt, insbesondere bei der Kupferraffination, gewonnen. Bisher werden nicht die möglichen Selenmengen aus den Schlämmen der Kupferraffination gewonnen, Produktionssteigerungen sind also möglich (George 2010). Sie sollten jedoch nicht überschätzt werden, da die verfügbaren Selenmengen von der Produktion anderer Materialien abhängen.

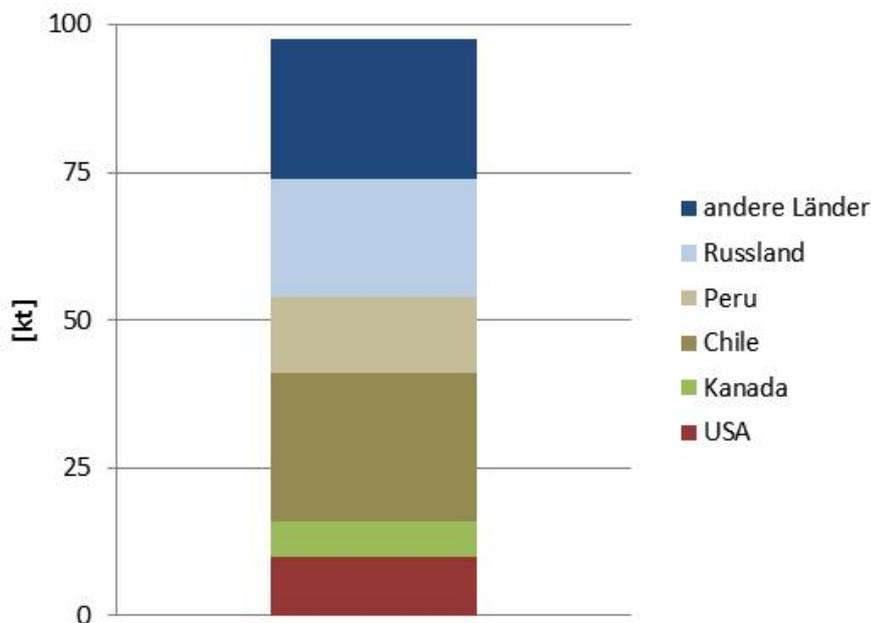


Abb. 10-9 Verteilung der Reserven an Selen

Quelle: USGS (2013a)

Die Selenreserven wurden für 2012 mit 98 kt angegeben (siehe Abb. 10-9). Der Photovoltaik-Ausbau im Szenario „Kontinuität“ würde damit 0,013 – 0,07 %, der Ausbau nach „Dünnschicht-Renaissance“ 0,12 – 0,66 % der Reserven benötigen. Der maximale Bedarf von 0,66 % erscheint kritisch, insbesondere da Selen nur als Nebenprodukt (bei der Kupfer- und

Nickelproduktion) gewonnen wird und es in der Glasindustrie nur schlecht substituierbar ist. Hierbei muss jedoch auch berücksichtigt werden, dass aus der Glasindustrie aufgrund der eher schwachen Entwicklung nicht mit einer starken Nachfragesteigerung zu rechnen ist. Insofern erscheint es möglich, dass auch dieser maximale Bedarf gedeckt werden kann.

10.3.2.4 Cadmium

Cadmium wird für erneuerbare Energien und in begleitenden Technologien an verschiedenen Stellen eingesetzt, z. B. für Cadmiumtellurid-Zellen und für Nickel-Cadmium-Sekundärbatterien (USGS 2013a). Die Verwendung von Cadmium ist vorübergehend, auch aufgrund seiner Giftigkeit und damit verbundenen gesetzlichen Regelungen, zurückgegangen. Zuletzt sind die Produktionsmengen jedoch wieder angestiegen und haben 2012 mit 23.000 t einen neuen Höchstwert erreicht (siehe Abb. 10-10).

Der in den Photovoltaik-Szenarien berechnete Bedarf an Cadmium in Deutschland bis zum Jahr 2050 von 11 bis 80 t (siehe Tab. 10-2) entspricht lediglich ca. 0,05 bis 0,33 % der derzeitigen Jahresförderung.

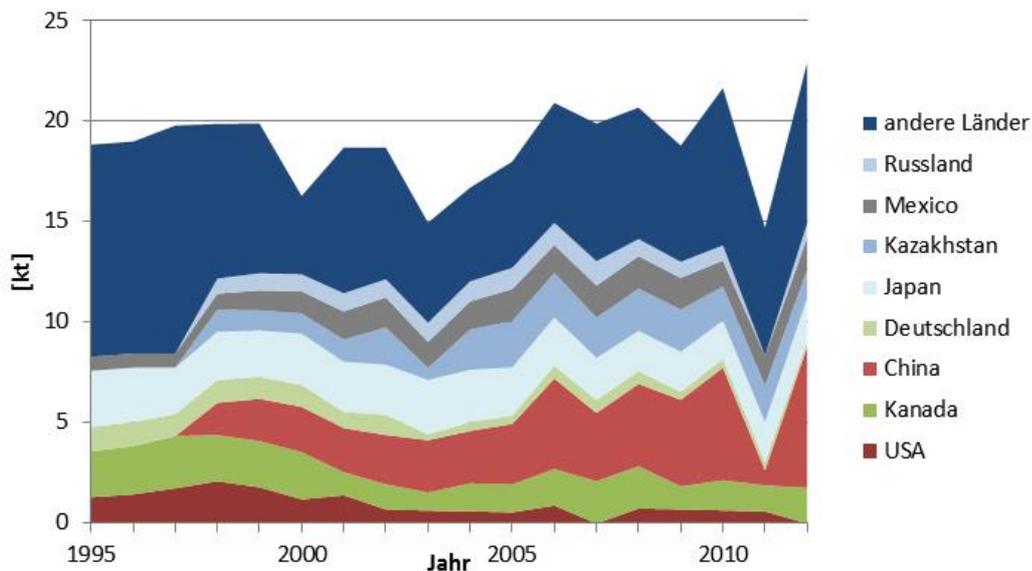


Abb. 10-10 Entwicklung der Produktion von Cadmium

Quelle: USGS, verschiedene Ausgaben der Minerals Commodity Summaries ab 1996

Cadmium wird als Nebenprodukt der Zinkverhüttung erzeugt. Die Reserven stehen damit unmittelbar im Zusammenhang mit den Reserven der Hauptprodukte. Die Cadmiumreserven werden mit 500 kt angegeben und sind global weit verbreitet (siehe Abb. 10-11). Der angenommene Bedarf an Cadmium entspricht damit lediglich 0,002 bis 0,16 % der derzeitigen Reserven. Die Rohstoffbasis von Cadmium wird daher als ausreichend angesehen, zumal in wichtigen Anwendungen Verwendungseinschränkungen erfolgen, etwa durch die Begrenzung des Cadmiumgehalts von Kunststoffen, durch die Chemikalienverbotsverordnung oder durch die RoHS-Richtlinie (EG-Richtlinie 2011/65/EU zur Beschränkung der Verwendung bestimmter gefährlicher Stoffe in Elektro- und Elektronikgeräten) (European Parliament 2011b).

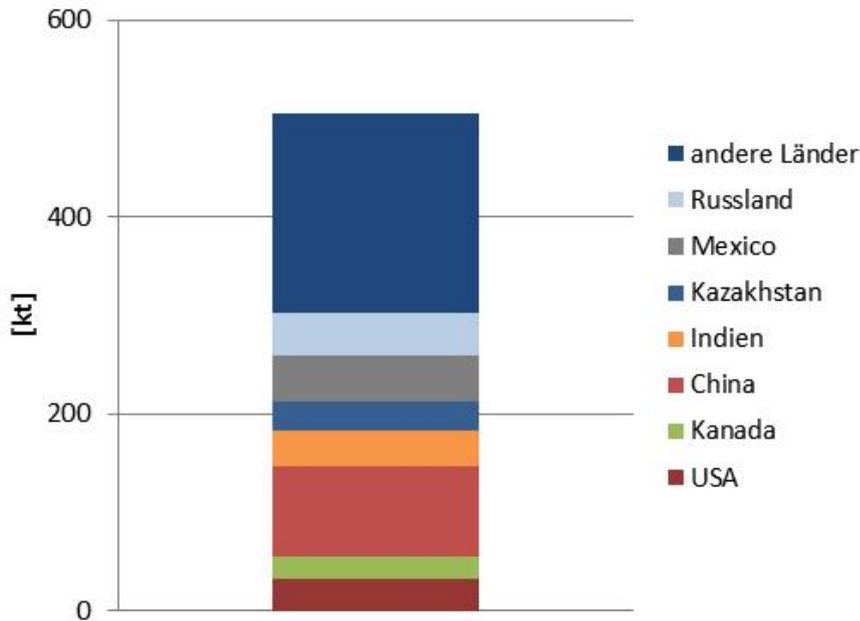


Abb. 10-11 Verteilung der Reserven an Cadmium

Quelle: USGS (2013a)

10.3.2.5 Tellur

Tellur gehört zu den technisch eher wenig bedeutenden Elementen. Neben der Möglichkeit, es in CdTe-Dünnschicht-Photovoltaik einzusetzen, wird es in Metalllegierungen verwendet. Tellur wird überwiegend als Nebenprodukt der Kupferraffination gewonnen (George 2010).

Die in den Photovoltaik-Szenarien berechnete Nachfrage nach Tellur in Deutschland bis zum Jahr 2050 von 8 bis 49 t (siehe Tab. 10-2) entspricht 10 bis 60 % der derzeit berichteten Weltproduktion von ca. 80 t (siehe Abb. 10-12). Die statistischen Daten weisen jedoch erhebliche Lücken auf, weshalb die tatsächliche Produktion größer sein wird (USGS 2013a).

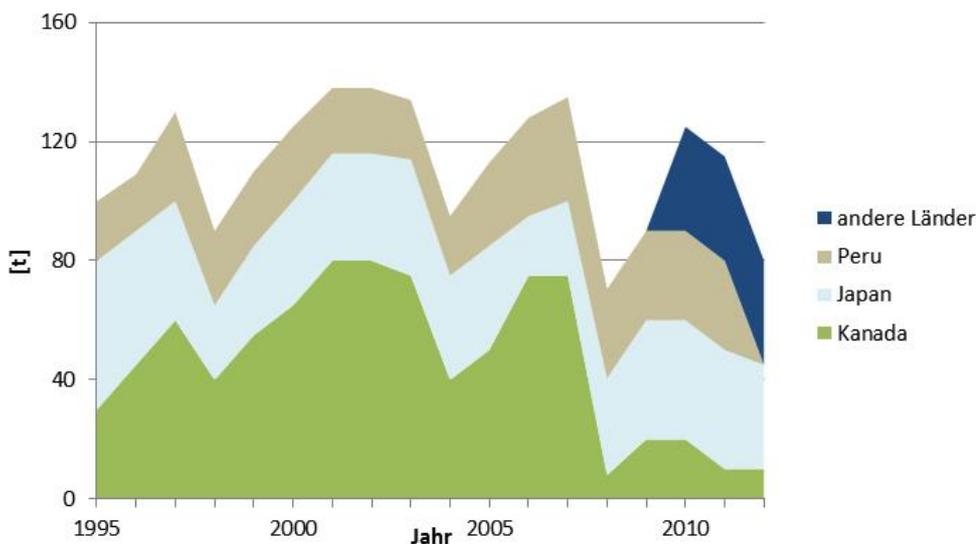


Abb. 10-12 Entwicklung der Produktion von Tellur

Quelle: USGS, verschiedene Ausgaben der Minerals Commodity Summaries ab 1996

Die Konzentration von Tellur in Erzen und damit seine Verfügbarkeit ist gering. Die Reserven werden weltweit mit nur 24.000 t angegeben und sind weit verteilt (siehe Abb. 10-13). Damit würden für den angenommenen (sehr geringen) Ausbau der CdTe-Dünnschicht-Photovoltaik in Deutschland ca. 0,03 bis 0,2 % der Tellurreserven benötigt. Auf diesem Niveau ist Tellur damit zwar noch nicht kritisch, aufgrund der insgesamt geringen verfügbaren Menge wird Tellur aber keine wesentliche Rolle in der Photovoltaik spielen können.

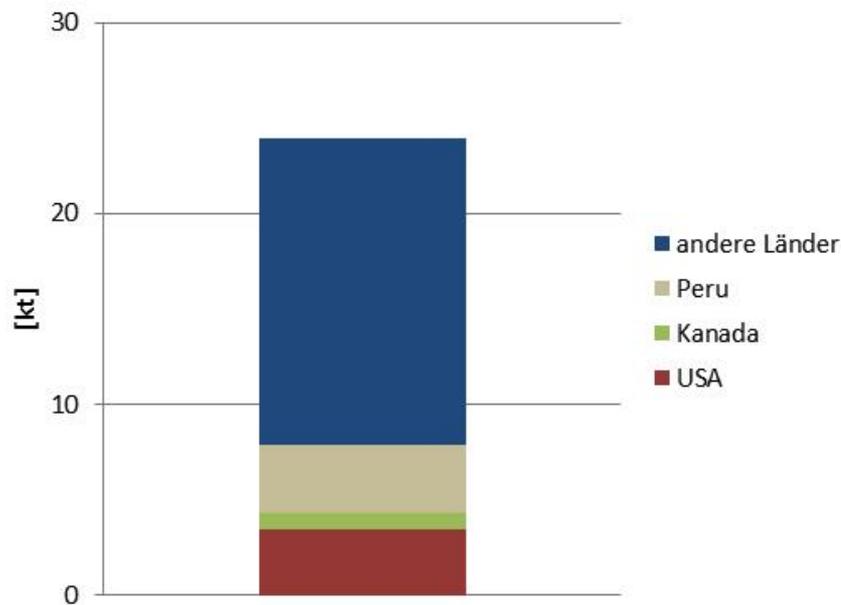


Abb. 10-13 Verteilung der Reserven an Tellur

Quelle: USGS (2013a)

10.3.3 Rohstoffe in Stromspeichertechnologien

10.3.3.1 Lithium

Lithium kann aus unterschiedlichen Rohstoffquellen gewonnen werden. Ursprünglich wurde insbesondere Spodumen, ein Lithiumsilikat mit der theoretischen Zusammensetzung $\text{Li-Al}[\text{Si}_2\text{O}_6]$ bzw. 8,1 % Li_2O , 27,4 % Al_2O_3 ; 64,5 % SiO_2 (Rösler 1988) und verwandten Lithiumsilikaten als Lithium-Rohstoff verwendet. Die Minerale der Spodumen-Gruppe bilden sich fast ausschließlich in Pegmatiten, also Gesteinen der magmatischen Spätausscheidung. Sie bilden daher vor allem Ganglagerstätten. Spodumene werden auch heute noch gerne als Lithiumrohstoff verwendet. Ihre Hauptverwendung finden sie jedoch vor allem als Glas- und Keramikrohstoff, da sie dort in ihrer natürlichen Zusammensetzung eingesetzt werden können und nicht oder nur gering aufbereitet werden müssen. Im geringeren Maße werden sie jedoch auch für die Batterieproduktion eingesetzt. Neben den Pegmatiten können auch einige Tone für die Lithiumgewinnung genutzt werden. Infrage kommen hier vor allem Tone, die Hectorite, ein lithiumhaltiges Tonmineral, enthalten. Dominierend ist gegenwärtig jedoch die Gewinnung von Lithiumrohstoffen aus Salzlaugen. Ausgangsstoff für Li-Ionen-Sekundärbatterien ist Lithiumkarbonat (Li_2CO_3), das vergleichsweise einfach aus einigen natürlich vorkommenden Salzlaugen gewonnen werden kann.

Die Lithiumgewinnung ist kontinuierlich gestiegen. Getrieben wurde diese Entwicklung insbesondere von der steigenden Nachfrage für Li-Ionen-Sekundärbatterien. Der entlang eines maximalen Speicherszenarios für Deutschland bis zum Jahr 2050 berechnete Lithiumbedarf

beträgt 3,12 bis 6,24 kt (siehe Tab. 10-3). Dem steht eine derzeitige und stark steigende Jahresförderung von ca. 34 kt gegenüber (siehe Abb. 10-14). Damit entspricht der Bedarf ca. 9,2 bis 18,4 % einer Jahresförderung und erscheint hoch.

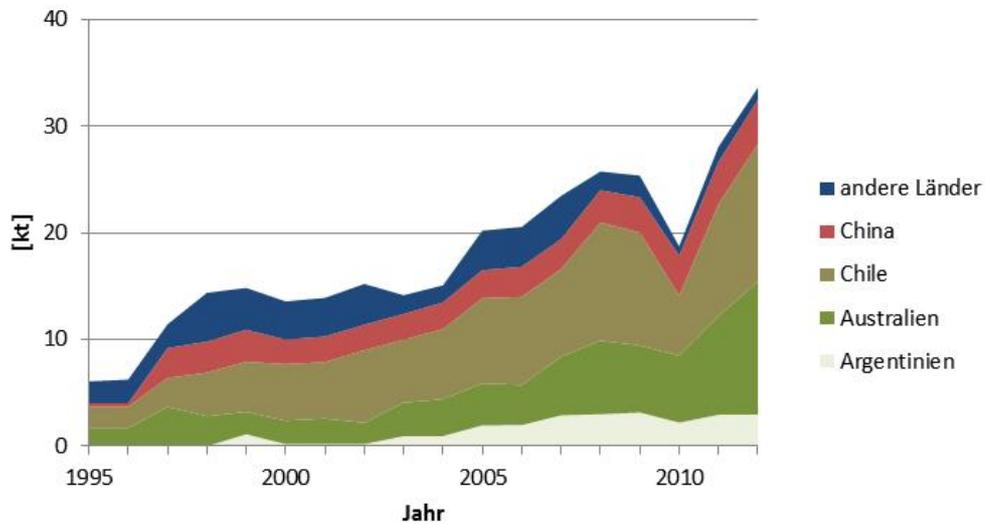


Abb. 10-14 Entwicklung der Produktion von Lithium

Quelle: USGS, verschiedene Ausgaben der Minerals Commodity Summaries ab 1996

Dieser Eindruck relativiert sich jedoch, wenn man die Lithiumreserven betrachtet. Ähnlich wie die derzeitige Förderung von Lithiumrohstoffen sind auch die Reserven auf dieselben Länder verteilt. Auch hier ist die Bedeutung von Südamerika mit den Reserven in Argentinien, aber insbesondere auch in Chile, hervorzuheben. Die Lithiumreserven werden derzeit mit ca. 13 Mt angegeben (siehe Abb. 10-15).

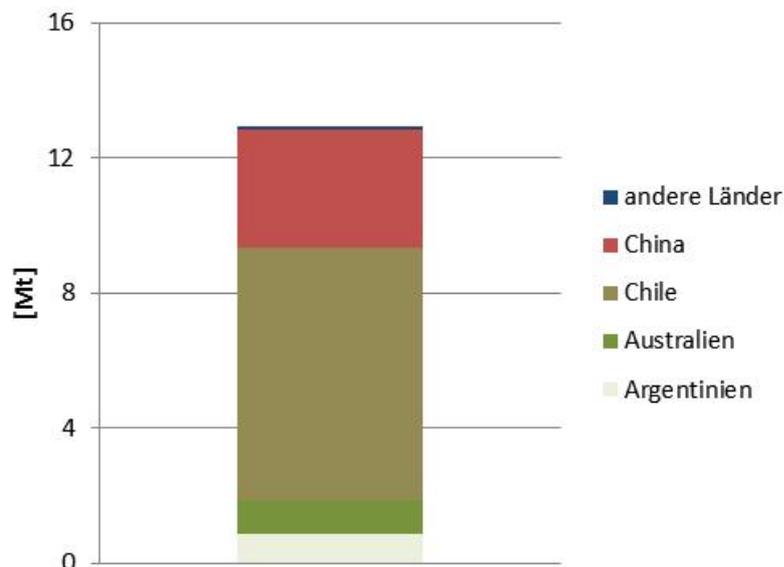


Abb. 10-15 Verteilung der Reserven an Lithium

Quelle: USGS (2013a)

Der berechnete Bedarf entspricht damit ca. 0,024 bis 0,48 % der Lithiumreserven und erscheint eher gering. Hierbei muss jedoch berücksichtigt werden, dass insbesondere aus der

Elektromobilität ein massiver Nachfrageimpuls nach Lithium erwartet wird. Für die Li-Nachfrage aus Batterien wird bis 2050 global mit einem Bedarf von ca. 9,3 Mt gerechnet (Gaines und Nelson 2010). Berücksichtigt man diese hohe Nachfrage, so erscheint eine Deckung des Bedarfs aus den gegenwärtigen Reserven zwar möglich, aber keineswegs gesichert, denn die prognostizierte Gesamtnachfrage ist nur knapp aus den Reserven zu decken. Es ist jedoch bekannt, dass neben den bekannten Lithiumreserven noch weitere Rohstoffe für die Lithiumgewinnung zur Verfügung stehen, die derzeit noch nicht wirtschaftlich gewonnen werden können, jedoch die Nachfrage nach Lithium decken könnten (siehe Kapitel 10.4.1).

10.3.3.2 Vanadium

Vanadium wird überwiegend als Legierungselement für Stahl verwendet. Daneben wird es auch als Katalysator eingesetzt. Im Rahmen dieser Studie wurde für die Nutzung in Redox-Flow-Batterien entlang eines maximalen Speicherszenarios für Deutschland bis zum Jahr 2050 ein Vanadiumbedarf von ca. 81 – 162 kt berechnet (siehe Tab. 10-3). Dem steht eine globale Jahresproduktion von 63 kt gegenüber (siehe Abb. 10-16). Der ermittelte Bedarf entspricht damit 1,3 bis 2,6 Jahresproduktionen und ist sehr hoch.

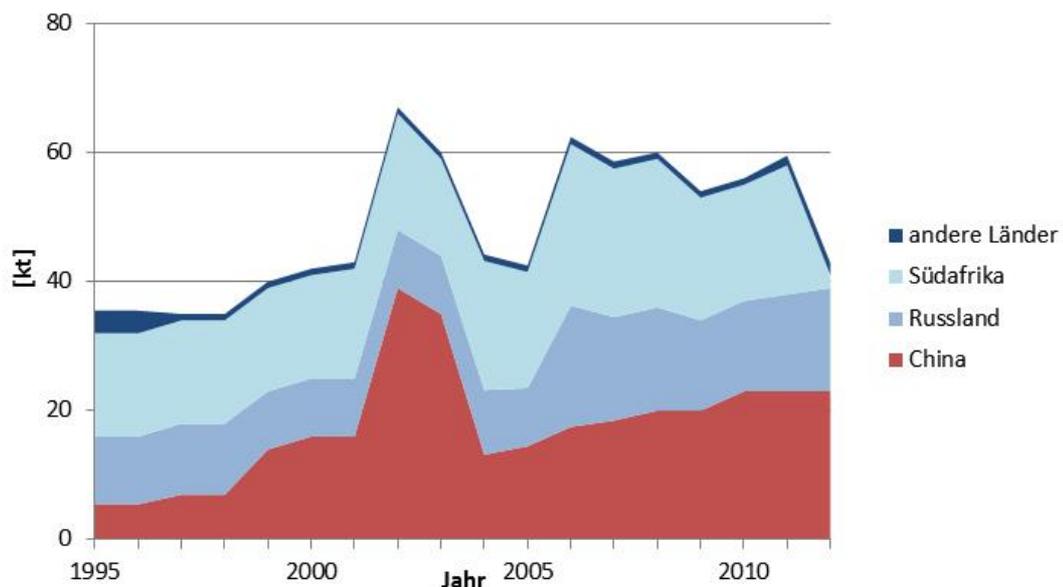


Abb. 10-16 Entwicklung der Produktion von Vanadium

Quelle: USGS, verschiedene Ausgaben der Minerals Commodity Summaries ab 1996

Auch bei Betrachtung der Vanadiumreserven erscheint der Bedarf für Redox-Flow-Batterien angesichts der großen Konkurrenzsituation aus der Anwendung als Legierungselement für Stahl kaum zu decken zu sein. Die Vanadiumreserven werden mit 14 Mt angegeben (siehe Abb. 10-17), wovon der angenommene Vanadiumbedarf ca. 0,58 bis 1,16 % beträgt. Hinzu kommt der sehr hohe Preis von Vanadium von 19.000 \$/t in 2011 (USGS 2013b). Beim errechneten Maximalbedarf würde die benötigte Vanadiummenge rund 3 Mrd. € kosten. Zum Vergleich: Die benötigte Lithiummenge (6.240 t) für die alternativ möglichen Li-Ionen-Batterien würde bei einem Preis von 2.804 \$/t (USGS 2013c) lediglich ca. 17,5 Mio. € kosten.

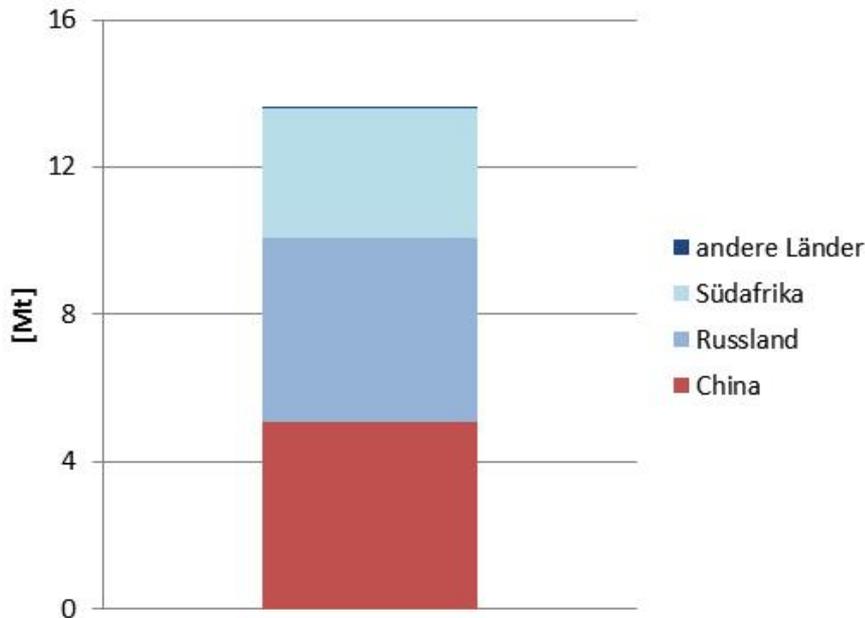


Abb. 10-17 Verteilung der Reserven an Vanadium

Quelle: USGS (2013a)

Insofern erscheint es ausgesprochen unwahrscheinlich, dass Redox-Flow-Batterien auf der Basis von Vanadium im großen Maßstab zum Einsatz kommen werden. Alternativ könnten jedoch für *Kurzzeitspeicher* die aus Sicht der Ressourcenverfügbarkeit unkritischeren Lithium-Ionen Batterien oder physikalische Speicher (Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher) verwendet werden, solange keine Redox-Flow-Batterien mit Vanadiumfreien oder -reduzierten Elektrolyten für den gleichen Zweck zur Verfügung stehen. Entsprechende Alternativen sind in der Entwicklung, es kann jedoch noch nicht eingeschätzt werden, ob und wann sie sich am Markt durchsetzen werden. Bei der Forschung steht zunächst insbesondere die Skalierbarkeit auf große Leistungen und die Speicherkapazität im Vordergrund.

10.3.3.3 Nickel

Nickel ist ein wichtiges Legierungselement für Stähle, wo es der Erhöhung der Festigkeit, Zähigkeit, Korrosionsbeständigkeit und der Hochtemperaturfestigkeit dient. Darüber hinaus wird Nickel auch als Legierungselement für Nichteisenmetalle eingesetzt. Insgesamt entfallen ca. 85 % des weltweiten Nickelverbrauchs auf die Anwendung als Legierungselement. Neben den metallurgischen Anwendungen wird Nickel jedoch auch zunehmend in Sekundärbatterien eingesetzt (Kuck 2010).

In dieser Studie wurde für eine weitere Anwendung, dem Einsatz in Elektrolyseuren entlang eines maximalen Speicherszenarios in Deutschland, bis zum Jahr 2050 ein Nickelbedarf von 176 kt berechnet (siehe Tab. 10-4). Dem steht eine globale Jahresproduktion von 1,940 Mt in 2011 gegenüber (siehe Abb. 10-18). Der angenommene Bedarf an Nickel entspricht damit ca. 9 % der gegenwärtigen jährlichen Nickelproduktion, was angesichts der großen Nutzungskonkurrenz einen hohen Wert darstellt.

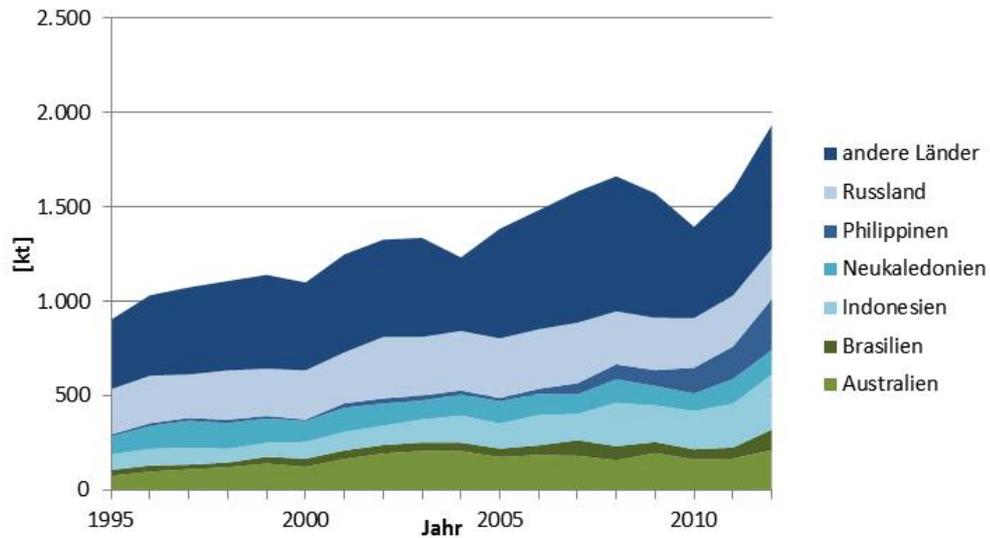


Abb. 10-18 Entwicklung der Produktion von Nickel

Quelle: USGS, verschiedene Ausgaben der Minerals Commodity Summaries ab 1996

Die Reserven an Nickel umfassten im Jahr 2012 ca. 75 Mt (siehe Abb. 10-19) und sind geografisch weit verteilt. Es gibt jedoch weder in Europa noch in den USA bedeutende Vorkommen. Damit würde der angenommene maximale Bedarf an Nickel ca. 0,23 % der globalen Reserven entsprechen. Auch dieser Wert erscheint angesichts der großen konkurrierenden Nachfrage hoch und kritisch. Jedoch muss man hierbei berücksichtigen, dass Nickel in Elektrolyseuren in Metalllegierungen eingesetzt wird, die sich gut recyceln lassen. Es ist daher davon auszugehen, dass der Bedarf an Primärnickel deutlich geringer als die berechnete Menge sein wird.

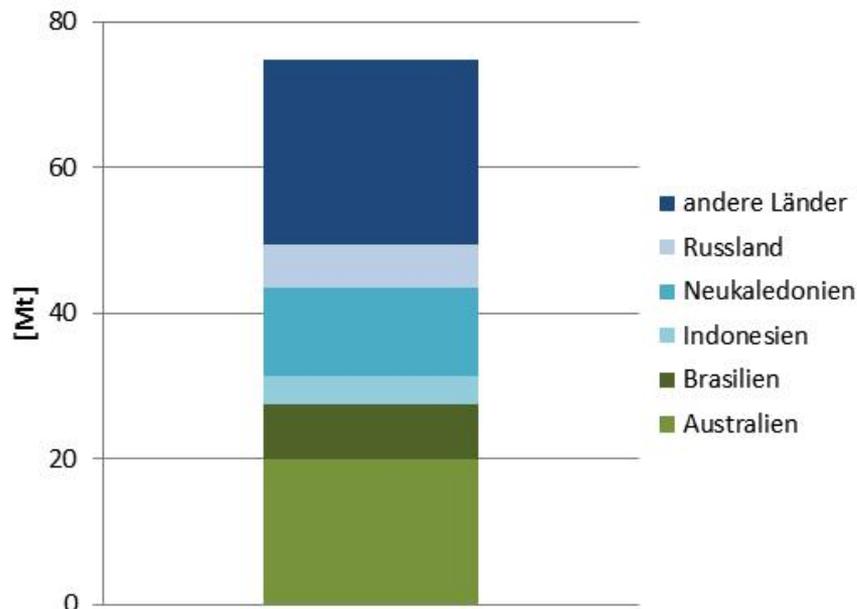


Abb. 10-19 Verteilung der Reserven an Nickel

Quelle: USGS (2013a)

10.3.3.4 Kalium

Für die Herstellung der Elektrolyseure wird entlang eines maximalen Speicherszenarios für Deutschland bis zum Jahr 2050 von einem Kaliumbedarf von 36,9 kt ausgegangen (siehe Tab. 10-4). Kalium für die Elektrolyseure wird aus Kaliumkarbonat (umgangssprachlich Potasche, K_2CO_3) gewonnen. Kaliumkarbonat ist ein wichtiges Industriemineral mit vielfältigen Anwendungen und wird global in großen Mengen gefördert. Die globale Jahresproduktion betrug im Jahr 2011 rund 36,4 Mt K_2O bzw. 28 Mt K. Alleine die Produktion in Deutschland lag 2011 bei rund 3 Mt (siehe Abb. 10-20). Verglichen mit der Jahresproduktion ist die mögliche Nachfrage aus der Produktion von Elektrolyseuren mit ca. 0,13 % einer Jahresproduktion ausgesprochen gering.

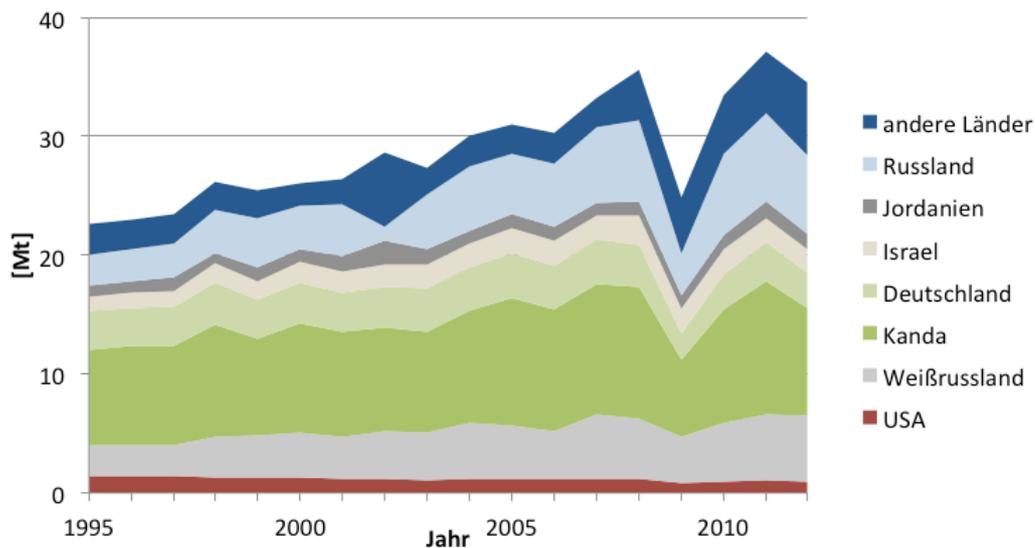


Abb. 10-20 Entwicklung der Produktion von Kaliumkarbonat

Quelle: USGS, verschiedene Ausgaben der Minerals Commodity Summaries ab 1996

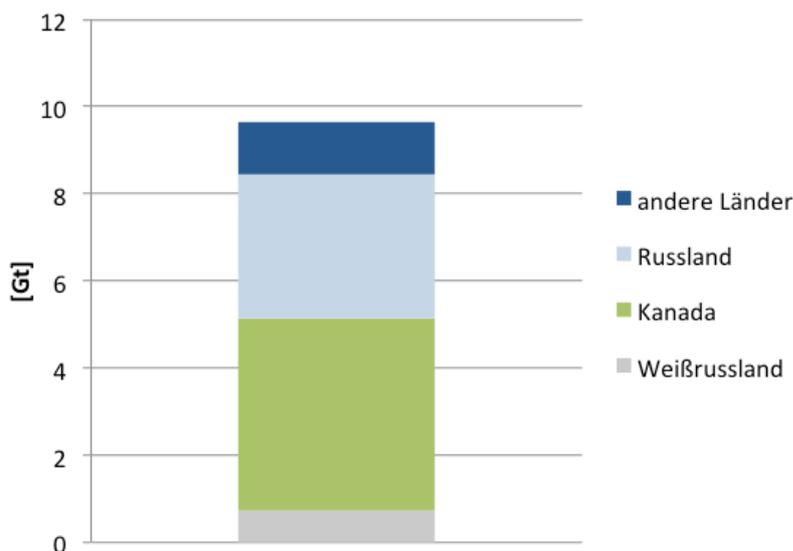


Abb. 10-21 Verteilung der Reserven an Kaliumkarbonat

Quelle: USGS (2013a)

Die Reserven von Kaliumcarbonat wurden 2011 mit insgesamt 9,5 Gt K₂O bzw. ca. 7,9 Gt K (alleine in Deutschland 140 Mt K₂O bzw. 116 Mt K) angegeben (siehe Abb. 10-21). Die Nachfrage entspricht damit 0,00047 % der globalen Reserven oder 0,026 % der deutschen Reserven. Die berechnete Nachfrage nach Pottasche ist damit hinsichtlich der Verfügbarkeit vernachlässigbar gering.

10.3.4 Zusammenfassung

Im Rahmen dieser Studie wurde deutlich, dass die geologische Verfügbarkeit mineralischer Rohstoffe für den geplanten Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland grundsätzlich keine limitierende Größe darstellt. Dabei kann jedoch möglicherweise nicht jede Technologievariante unbeschränkt zum Einsatz kommen.

Als kritisch in Bezug auf die Versorgung mit mineralischen Rohstoffen wurden einzelne Komponenten bzw. Subtechnologien der Windkraft, der Photovoltaik sowie der Batteriespeicherung identifiziert.

Die *Windenergienutzung* (onshore und offshore) wurde hinsichtlich des Verbrauchs von Neodym und Dysprosium untersucht, die zunehmend in Permanentmagneten hoher Feldstärke in Generatoren verwendet werden. Betrachtet man lediglich die *geologische Verfügbarkeit*, können alle hier betrachteten Szenarien und Ausbaupfade für die Windenergienutzung in Deutschland umgesetzt werden, selbst wenn ein ähnlicher Ausbau der Windenergie auch für alle anderen Länder angenommen werden würde.

Doch trotz hoher Verfügbarkeit kann eine ausreichende *Versorgung* mit den benötigten Mengen für Deutschland nicht unbedingt garantiert werden. Zum einen ist die Ausbringung der Minen mit teilweise nur 10 % gering. Die im Prinzip in ausreichenden Mengen verfügbaren Mineralien bleiben so teilweise oder überwiegend ungenutzt. Daneben besteht eine hohe Abhängigkeit von wenigen Liefernationen mit entsprechenden Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. Insbesondere für Dysprosium ist China die derzeit einzig relevante Förderung. Dysprosium ist in Seltenerd-magneten jedoch notwendig, um die ansonsten sehr niedrige Curie-Temperatur von Neodym-Eisen-Bor-Magneten auf ein akzeptables Maß zu erhöhen. Derzeit ist unklar, ob sich weitere Lieferanten-Länder dauerhaft etablieren können und zu welchen Bedingungen der Abbau erfolgen würde (unter anderem Förderkosten, Qualität der Lagerstätten, Umweltgesetzgebung).

Die *Photovoltaiknutzung* wurde hinsichtlich des Verbrauchs von Indium, Gallium, Selen, Silber, Cadmium und Tellur untersucht. In der Bewertung wurde zwischen kristalliner Photovoltaik und Dünnschicht-Photovoltaik unterschieden. Der Ausbau der siliziumbasierten kristallinen Technik, die 2012 in Deutschland einen Anteil von 97 % an den neu verkauften Anlagen hatte, ist prinzipiell unkritisch. Da für Deutschland aus verschiedenen Gründen ein Auslaufen der Photovoltaik mit CdTe-Dünnschicht-Zellen angenommen wurde, werden die bis zum Jahr 2020 benötigten Mengen an Cadmium und Tellur ebenfalls als unproblematisch angesehen. Bei der Dünnschicht-Photovoltaik mit Cl(G)S (Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid) – Zellen erscheint eine Deckung des Bedarfs an *Indium* langfristig nicht sichergestellt. Es besteht insbesondere eine große Nutzungskonkurrenz durch den zunehmenden Bedarf für die LCD-Fertigung und gleichzeitig eine hohe Abhängigkeit von einem Lieferland (China). Selbst die Beibehaltung des derzeitigen Marktanteils (3 % in 2012) dürfte – außer in einem niedrigen Ausbaupfad von bis 0,66 GW installierter Leistung in 2050 – schwer realisierbar sein. Eine

Deckung des Bedarfs an *Selen* aus konventionellen Quellen erscheint unsicher, insbesondere da Selen nur als Nebenprodukt gewonnen wird, so dass zumindest ein hoher Ausbau dieser Dünnschicht-Technologie (bis zu 37 GW installierter Leistung in 2050) als kritisch anzusehen ist.

Die *Stromspeicherung* wurde hinsichtlich des Verbrauchs von Lithium, Vanadium, Nickel, Kalium, Lanthan und Yttrium am Beispiel eines Systems mit „sehr hohem“ Ausbau von Windkraft und Photovoltaik untersucht. Dabei wurden Batteriespeicher zur kurzfristigen, großskaligen Speicherung (Redox-Flow-Batterien und Lithium-Ionen-Batterien) und die alkalische Elektrolyse und Wasserstoff-Speicherung mit Rückverstromung durch Brennstoffzellen für die mittel- und langfristige Speicherung betrachtet. Die Rohstoffversorgung für die derzeit gängigen Redox-Flow-Batterien auf Vanadium-Basis ist als kritisch anzusehen. Es besteht insbesondere eine große Nutzungskonkurrenz, da Vanadium ein wichtiges Legierungselement z. B. für Werkzeugstähle ist. Demgegenüber gibt es mit China, Südafrika und Russland nur drei relevante Förderländer. Hinsichtlich der Langzeitspeicherung ist der untersuchte Wasserstoffpfad als voraussichtlich unkritisch anzusehen.

10.4 Mögliche Entwicklung der Umweltbelastungen bei der Gewinnung von Lithium und Seltenen Erden

Bei stark wachsender Nachfrage nach Rohstoffen besteht möglicherweise die Notwendigkeit, andere als die bisher genutzten Rohstoffquellen zu nutzen. Viele dieser anderen Rohstoffquellen weisen gegenüber den herkömmlichen Lagerstätten abweichende Eigenschaften hinsichtlich Mineralogie, Abraum, Metallgehalt und notwendiger Aufbereitungsverfahren auf. Aus diesem Grunde wird im Folgenden versucht, für einige Elemente, wo es wahrscheinlich erscheint, dass andere Rohstoffe genutzt werden müssen, eine erste Abschätzung des möglichen Einflusses auf die Umweltbelastungen vorzunehmen.

10.4.1 Lithium

Für einige Prozesse zur Aufbereitung von Lithiumrohstoffen liegen Daten vor (siehe Tab. 10-6, Tab. 10-7 und Tab. 10-8). Auf dieser Basis werden überschlägig der Total Material Requirement (TMR), das Treibhausgaspotenzial (THG) und die Kosten der Gewinnung von Lithiumkarbonat (Li_2CO_3) aus den unterschiedlichen Rohstoffen ermittelt. Der TMR wird nur für die Aufbereitungsschritte berechnet. Der Rohstoff selber ist aufgrund mangelnder Datenverfügbarkeit nicht enthalten.

Tab. 10-6 Kosten der Gewinnung von Lithium aus Salzlaugen

Prozessschritt	Stoff/Chemikalie	Kosten
		\$/t Li_2CO_3
Entfernung von Mg/SO_4	$\text{Ca}(\text{OH})_2$	180 (pro Einheit Mg:Li)
pH Einstellung	HCl	20
Entfernung Restsulfat	CaCl_2	240
Überführung zu Karbonat	Na_2CO_3	760
Anlagen Amortisation		1.067
Summe		2.267 (bei Mg:Li = 1:1)
Variable Kosten		1.200 (bei Mg:Li = 1:1)

Quelle: Byron Capital Markets (2010)

Tab. 10-7 Kosten der Gewinnung von Lithium aus Spodumen

Prozessschritt	Stoff/Chemikalie	Kosten
		\$/t Li ₂ CO ₃
Erzabbau		< 1.200
Spodumen Konzentration		500
Kalzination		230
Zerkleinerung/Pulverisierung		100
Laugung	H ₂ SO ₄	585
Waschen	Wasser	0
Überführung zu Karbonat	Na ₂ CO ₃	505
Anlagen Amortisation		3.333
Summe		< 6.453
Variable Kosten		< 3.120

Quelle: Byron Capital Markets (2010)

Tab. 10-8 Kosten der Gewinnung von Lithium durch Auslaugung von Ton

Prozessschritt	Stoff/Chemikalie	Kosten
		\$/t Li ₂ CO ₃
Tongewinnung		308
Vermahlung		100
Rösten		400
	Gips	1.170
Karbonatisierung		480
Anlagen Amortisation		1.000
Summe		3.262
Variable Kosten		2.262

Quelle: Byron Capital Markets (2010)

Die natürlich vorkommenden lithiumhaltigen Salzlaugen unterscheiden sich grundlegend hinsichtlich ihrer Zusammensetzung und Eignung für die Lithiumgewinnung. Der wesentliche Aufbereitungsschritt der Salzlauge besteht in der Aufkonzentration der Ausgangslaugen auf höhere Konzentration des Zielelementes sowie die Abtrennung der Begleitstoffe. Problematisch ist hierbei, dass Lithium immer mit anderen Stoffen zusammen in den Salzlaugen vorkommt. Wichtig hierbei sind insbesondere NaCl, KCl, Mg, Bo und Sulfat (Byron Capital Markets 2010). Bor und Sulfat können bei der elektrolytischen Aufbereitung zu hochreichem Lithium zu Kurzschlüssen in der Elektrolysezelle und zu Produktionsunterbrechungen führen. Magnesium, das im Lithiumkarbonat enthalten ist, wird bei der Elektrolyse nicht abgetrennt und verunreinigt das Lithiummetall (Byron Capital Markets 2010). Für eine ökonomisch vertretbare Produktion muss das Verhältnis zwischen Magnesium und Lithium kleiner als 9:1 bis 10:1 liegen. Die Ursache hierfür ist, dass das Magnesium mit Soda (Na₂CO₃) ausgefällt wer-

den muss, was mit erheblichen Kosten, aber auch mit einer mit der Sodaherstellung einhergehenden Umweltbelastung und Ressourcenverbräuchen verbunden ist.

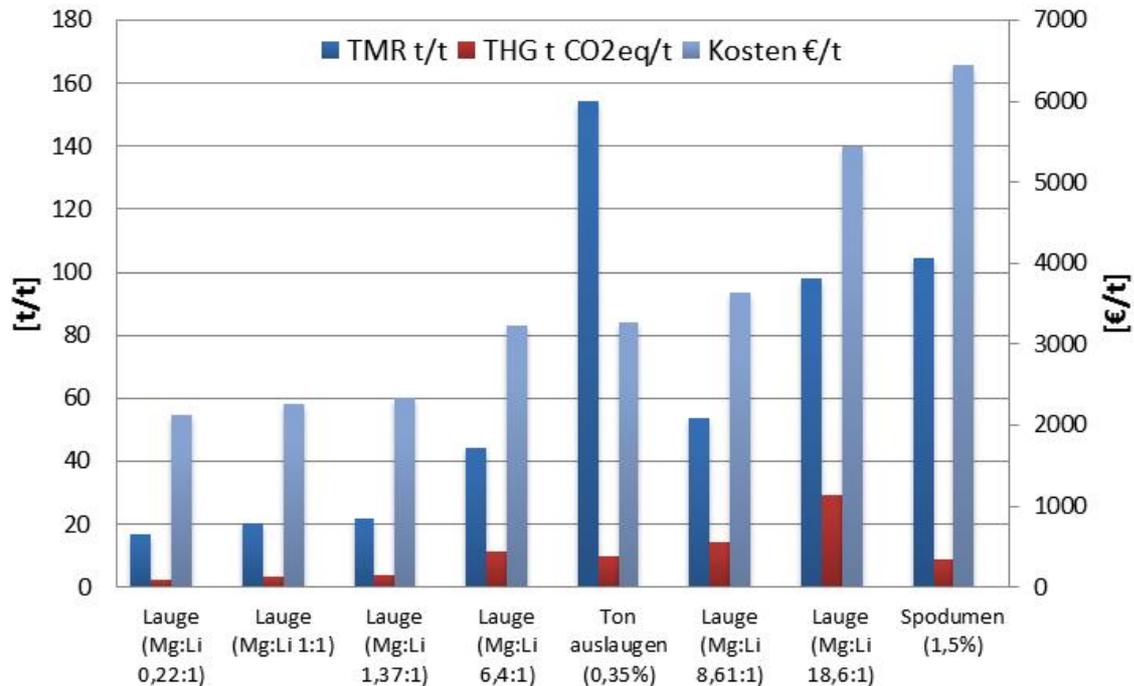


Abb. 10-22 TMR, THG und Kosten der Gewinnung und Aufbereitung von Lithiumrohstoffen

Die überschlägige Berechnung von THG, TMR und Kosten der Lithiumgewinnung (Abb. 10-22) zeigt sehr deutliche Unterschiede zwischen den betrachteten Lagerstätten. Dabei fällt auch auf, dass die Gewinnung aus einigen Laugen mit höheren THG-Emissionen verbunden ist als die Gewinnung aus Ton oder Spodumen. Hinsichtlich des TMR ist hingegen die Gewinnung aus Ton am ungünstigsten. Die Gewinnung aus Spodumen erweist sich als vergleichsweise kostengünstig. Trotz der hohen Umweltbelastung bei der Gewinnung von Lithium aus Spodumen wird daher in Australien inzwischen Lithium für Batterien aus Spodumen gewonnen.

Auf der Grundlage dieser Information und ergänzt um verfügbare Informationen zur Größe der einzelnen Lagerstätten ist es auch möglich abzuschätzen, welche Mengen an Lithium zu welchen Kosten gefördert werden können. Hierzu werden in Abb. 10-23 die Gewinnungskosten mit der jeweiligen Lagerstättengröße verknüpft.

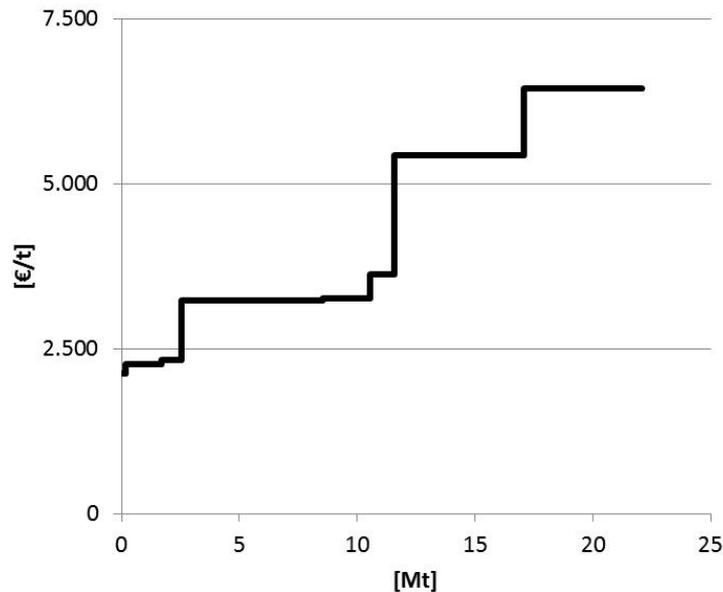


Abb. 10-23 Verfügbare Lithiumreserven in Abhängigkeit von den Gewinnungskosten

Es ist deutlich sichtbar, dass bei hoher Nachfrage nach Lithium mit gesteigerten Produktionskosten zu rechnen ist. Die bis zum Jahr 2050 benötigte Menge an Lithium, die von Gaines und Nelson (2010) mit ca. 9,3 Mt abgeschätzt wurde, ist danach noch zu relativ geringen Kosten zu gewinnen. Ab ca. 11 Mt kommt es zu einer erheblichen Steigerung der Gewinnungskosten, da zunehmend Laugen mit einem ungünstigen Mg : Li Verhältnis genutzt werden müssen

10.4.2 Seltene Erden

Für die Seltenen Erden liegen keine vergleichbaren Prozessdaten zur Rohstoffgewinnung wie beim Lithium vor. Hinzu kommt, dass viele der Lagerstätten schlecht beschrieben sind und wesentliche Informationen, etwa zum Abraum, fehlen. Dennoch ist es möglich, erste Einschätzungen hinsichtlich der Frage zu geben, ob sich die Umweltbelastungen bei der Gewinnung von Seltenen Erden bei stark wachsender Nachfrage deutlich verändern würden.

Tab. 10-9 zeigt erhebliche Unterschiede in der Konzentration Seltener Erden in den einzelnen Lagerstätten. Zugleich wird deutlich, dass bereits jetzt sehr unterschiedliche Lagerstätten genutzt werden, die zum Teil sehr niedrige Gehalte an Seltenen Erden enthalten. Bei den derzeit den Weltmarkt dominierenden Lagerstätten, insbesondere Bayan Obo und Mountain Pass, handelt es sich jeweils um reiche und große Lagerstätten, die auch langfristig eine wichtige Rolle bei der Versorgung mit Seltenen Erden spielen werden. Es kann zwar nicht ausgeschlossen werden, dass noch andere Lagerstätten zukünftig genutzt werden. Absehbar ist dies aber allenfalls für die in dieser Auflistung nicht enthaltene Lagerstätte von Kvanefjeld in Grönland. Insofern werden sich die Abbaubedingungen und die durch die Lagerstätten selber bedingten Umweltbelastungen bei der Gewinnung voraussichtlich auch bei steigender Nachfrage nicht wesentlich ändern.

Tab. 10-9 Größe und Gehalte verschiedener Seltenen Erden Lagerstätten

Lagerstätte	Land	Größe	Gehalt	In Produktion
		t SEO	% SEO	
Bayan Obo	China	48.000.000	6	x
Araxa	Brasilien	8.100.000	1,8	
Mountain Pass	USA	1.800.000	8,9	x
Mount Weld	Australien	1.700.000	11,2	
Dubbo	Australien	700.000	0,86	
Mrima Hill	Kenia	300.000	5	
Nolan's Bore	Australien	150.000	4	
Xunwu and Longan	China	k. A.	0,05-0,2	x
Lovozero	Russland	k. A.	0,01	x
Maoniuping	China	k. A.	2	x
Weishan	China	k. A.	1,6	x
Aktyus	Kirgisistan	k. A.	0,25	x
Eneabba	Australien	k. A.	0,001	x

SEO = Selten Erden Oxide

Quelle: Castor und Hedrick (2006)

10.4.3 Zusammenfassung

Bei den beiden betrachteten Stoffen zeigen sich deutliche Unterschiede hinsichtlich der zu erwartenden Veränderung der Umweltauswirkungen der Gewinnung.

- Bei *Lithium* konnten deutliche Unterschiede hinsichtlich TMR und THG der Aufbereitung von Lithiumrohstoffen identifiziert werden. Eine Reihe von derzeit noch nicht oder nur im geringen Umfang genutzten Rohstoffen führt zu deutlich höheren TMR- und THG-Werten in der Produktion von Lithiumkarbonat.
- Bei den *Seltenen Erden* ist mittelfristig kaum davon auszugehen, dass sich aufgrund der Rohstoffsituation die Umweltbelastungen verändern werden, da die derzeitigen Lagerstätten und Rohstoffe voraussichtlich auch mittelfristig den größten Teil der Nachfrage bedienen werden.

10.5 Recycling

Die folgende Analyse gliedert sich wiederum in

- Seltene Erden (Neodym, Dysprosium, Lanthan und Yttrium), verwendet für *Windenergieanlagen* und *Stromspeichertechnologien*
- Indium, Gallium, Selen, Cadmium und Tellur, verwendet für *Photovoltaikanlagen*
- Lithium, Vanadium, Nickel und Kalium, verwendet für *Stromspeichertechnologien*

10.5.1 Seltene Erden

10.5.1.1 Neodym und Dysprosium

Das Recycling von Neodym und Dysprosium aus Schrotten ist sehr schwierig, da sie sehr stabile Verbindungen mit zahlreichen Elementen eingehen. Zum Recycling von Seltenerd-magneten wurden verschiedene Verfahren entwickelt. Sie werden jedoch bisher nicht kommerziell eingesetzt, da die Magnete aus rezyklierten Seltenen Erden schlechtere Eigenschaften als Magnete aus Primärmaterial aufweisen (BGS 2011; Okadene Hollins 2010). Sowohl hinsichtlich des Recyclings als auch bei der Herstellung besteht weiterer Forschungsbedarf, da bereits bei der Herstellung der sehr empfindlichen Magnete 20 – 30 % Bruch entstehen (Okadene Hollins 2010) und auch für diese Neuschrotte die genannten Einschränkungen beim Recycling gelten.

Es liegen bisher auch keine Studien hinsichtlich des Aufwandes für ein hochwertiges Recycling von Seltenerd-magneten im Vergleich zur Gewinnung von Primärmaterial vor. Bei einer positiven Bilanz sollten entsprechende Recyclingsysteme entwickelt werden, um die mit dem Abbau der Seltenen Erden verbundenen Umweltbelastungen zu verringern und die Abhängigkeit von wenigen Lieferländern zu entschärfen. Die Recycling-Standorte sollten in Bezug auf möglichst geringen Transportbedarf optimiert werden.

10.5.1.2 Yttrium und Lanthan

Ein Recycling von Yttrium und Lanthan ist bisher kaum etabliert. Es wird allenfalls bei Laserkristallen und künstlichen Halbedelsteinen angewendet (USGS 2013a). Bei der Nutzung des Yttriums und Lanthans zur Stabilisierung von Zirkoniumdioxidkeramik muss davon ausgegangen werden, dass wie bei allen keramischen Produkten ein Recycling nur schwer möglich und mit hohem Aufwand verbunden ist. Für Zirkoniumdioxid als feuerfester Werkstoff wurden jedoch bereits Recyclingverfahren beschrieben (Brunk 2012), hierbei bleibt auch der Yttriumgehalt erhalten und kann genutzt werden. Die Anforderungen an Zirkoniumdioxid als feuerfester Werkstoff sind jedoch deutlich geringer als bei der Anwendung als Festkörperelektrolyt. Insofern erscheint eine Kaskadennutzung einfacher zu realisieren zu sein als eine echte Kreislaufführung.

10.5.2 Rohstoffe in Photovoltaikanlagen

10.5.2.1 Gallium, Indium und Selen

Ein Recycling von Gallium und Galliumverbindungen erfolgt bisher insbesondere bei Produktionsabfällen. Nach USGS (2009) liegt die weltweite Recyclingkapazität für Gallium bzw. Galliumverbindungen bei 78 t/a. Die recycelte Menge Gallium ist deutlich geringer und wird auf ca. 40 t/a geschätzt. Am Ende der Nutzungsphase wird Gallium in den meisten Anwendungen nicht recycelt, das eingesetzte Gallium geht in der Regel verloren. Angesichts der geringen Mengenströme an Gallium im Elektronikschrott dürfte es kaum ökonomisch sein, die Recyclingprozesse gezielt für Gallium zu optimieren. Gegebenenfalls ergeben sich jedoch ökonomische Lösungen bei der kombinierten Rezyklierung verschiedener Seltener Metalle aus Elektronikschrott.

Auch beim Indium überwiegt das Recycling von Neuschrotten aus der Produktion, etwa aus den Niederschlägen von Indium in der Sputterkammer. Recyclingmöglichkeiten gibt es hierbei sowohl bei der Herstellung von Cl(G)S -Solarzellen als auch von LCD (Hagelüken und Meskers 2010; Meskers et al. 2010). Neuschrotte weisen Recyclingraten von durchschnittlich 70 % auf (Niederschlag und Stelter 2009); dies gilt auch für Indium-Zinn-Targets (ITO-Targets) aus der LCD-Produktion (Mikolajczak 2009). Das meiste Indium wird daher als Indiumzinnoxid zurückgewonnen. Wegen der geringen Indiumkonzentrationen ist das Recycling von Altschrotten erschwert (Rüth 2009). Angaben für die globalen Recyclingmengen von Indium sind nicht verfügbar (USGS 2013a).

Beim Selen findet bereits ein Recycling aus Altschrotten, insbesondere aus Elektronikprodukten, statt (USGS 2013a).

Insgesamt ist für Gallium, Indium und Selen davon auszugehen, dass ein Recycling der zur Dotierung eingesetzten geringen Stoffmengen kaum praktikabel und wirtschaftlich möglich sein wird.

10.5.2.2 Cadmium und Tellur

Für Cadmiumtellurid-Zellen in der Photovoltaik wurden bereits Recyclingsysteme entwickelt. Daneben haben sich die meisten Hersteller zu einer Rücknahme der von ihnen produzierten Module verpflichtet und zur Sicherstellung der Rücknahme ein Versicherungsmodell entwickelt (BSW 2009; IWR 2005). Insofern ist davon auszugehen, dass ein Recycling von Cadmiumtellurid mindestens teilweise stattfinden wird. Es dürfte jedoch beträchtliche Unterschiede zwischen verschiedenen Regionen geben. Aufgrund der Verwendungsbeschränkungen beim Cadmium und dem Umstand, dass Cadmium preisgünstig als Nebenprodukt gewonnen wird, ist jedoch unklar, ob es eine Nachfrage für das recycelte Cadmium geben wird.

10.5.3 Rohstoffe in Stromspeichertechnologien

10.5.3.1 Lithium

Mit der zunehmenden Verwendung von Lithium in Batterien ist auch das Recycling von Lithium angestiegen, und es werden weitere Recyclingkapazitäten aufgebaut (USGS 2013a). Damit ist davon auszugehen, dass ein großer Teil des in Li-Ionen-Batterien eingesetzten Lithiums zukünftig zurückgewonnen werden und zu einer Verringerung der Nachfrage nach primär gewonnenem Lithium beitragen wird.

10.5.3.2 Vanadium

In der hier untersuchten Anwendung kommen vanadiumhaltige Elektrolytlösungen zum Einsatz. Ein Recycling dieser Lösungen erscheint sowohl technisch einfach als auch ökonomisch sinnvoll zu sein. Insofern ist davon auszugehen, dass diese Elektrolyte wiederverwendet werden, falls sich Redox-Flow-Batterien auf der Basis von Vanadium durchsetzen sollten.

10.5.3.3 Nickel

Beim Nickel ist zu unterscheiden zwischen dem Recycling von metallischem Nickel und Nickellegierungen, Nickel in Edelstählen, Nickel in anderen Stahlsorten und dem Recycling von Nickel aus anderen Anwendungen, etwa aus Batterien. Der in dieser Studie berechnete Nickelverbrauch resultiert aus der Verwendung von Nickel in Elektroden bei der elektrolytischen Gewinnung von Wasserstoff. Hierbei kommen metallisches Nickel oder Nickellegierungen zum Einsatz, die sich aufgrund hoher Reinheit und bekannter chemischer Zusammensetzung gut rezyklieren lassen. Informationen zum Recycling von Elektroden von Elektrolyseuren liegen jedoch nicht vor.

10.5.3.4 Kalium

Angaben zum Recycling von Kalium bzw. Kaliumcarbonat liegen nicht vor. Aufgrund der geringen Produktionskosten und der guten Verfügbarkeit ist auch nicht davon auszugehen, dass sich auf absehbare Zeit ein Recyclingsystem entwickeln wird.

10.5.4 Zusammenfassung

Bei den für erneuerbare Energien eingesetzten und im Rahmen dieser Studie betrachteten potenziell kritischen Rohstoffen gibt es hinsichtlich des Recyclings und des Einsparpotenzials durch Recycling große Unterschiede.

Stoffe, die bei schlechter Trennbarkeit in geringen Konzentrationen, sei es als Dotierung in der Photovoltaik oder für die Stabilisierung von Festkörperelektrolyten, eingesetzt werden, lassen sich nicht oder nur schwer recyceln. Es ist auch unklar, ob sich ökonomisch tragfähige Recyclingkonzepte überhaupt entwickeln können und werden.

Im Gegensatz dazu kommen Stoffe vor, die sich aufgrund leichter Identifizierbarkeit, guter Trennbarkeit und hoher Konzentration gut für ein Recycling eignen. Hierzu gehört Nickel in Elektrolyseuren, insbesondere aber Lithium aus Batterien.

Eine dritte Gruppe stellen Stoffe dar, die zwar leicht identifizierbar in hoher Konzentration vorkommen, sich jedoch dennoch nur schlecht recyceln lassen. Hierzu zählen insbesondere die in Permanentmagneten eingesetzten Seltenen Erden. Hier kommt es beim Recycling bislang zu erheblichen Verschlechterungen der Eigenschaften. Es besteht daher ein großer Forschungs- und Entwicklungsbedarf, um ein qualitativ hochwertiges Recycling von Seltenerd-magneten zu ermöglichen.

11 Gefahrstoffanalysen

11.1 Vorgehen

Rohstoffe können nicht nur hinsichtlich ihrer Verfügbarkeit kritisch sein, in vielen Fällen ist die Nutzung von Rohstoffen auch mit Gefahren verbunden. Daher wird in diesem Kapitel ergänzend untersucht, ob mit der Nutzung der als potenziell kritisch identifizierten Rohstoffe relevante Gefahren einhergehen oder ob Verwendungsbeschränkungen absehbar sind. Da alle betrachteten Stoffe in einer Vielzahl von Verbindungen und Prozessen eingesetzt werden, kann diese Betrachtung nicht vollständig sein. Sie beschränkt sich auf die Stoffe selber sowie wichtige Verbindungen, in denen sie in Verbindung mit den im Rahmen der Studie eingesetzten Technologien eingesetzt werden.

Die folgende Analyse gliedert sich wieder in

- Seltene Erden (Neodym, Dysprosium, Lanthan und Yttrium), verwendet für *Windenergieanlagen* und *Stromspeichertechnologien*
- Indium, Gallium, Selen, Cadmium und Tellur, verwendet für *Photovoltaikanlagen*
- Lithium, Vanadium, Nickel und Kalium, verwendet für *Stromspeichertechnologien*

11.2 Seltene Erden

Die im Rahmen dieser Studie betrachteten Seltenen Erden Elemente Neodym, Praseodym, Dysprosium, Terbium, Lanthan und Yttrium weisen nur geringe toxikologische Risiken auf, teilweise wurden jedoch bisher keine toxikologischen Daten veröffentlicht. Neodym reizt Augen, Atmungsorgane und die Haut. Auch die Oxide der hier betrachteten Seltenen Erden sind entweder sehr gering toxisch (die LD₅₀-Rate für Neodymoxid liegt bei > 5 g/kg), oder es liegen keine Daten vor. Die Seltenen Erden sind vor allem leicht entzündlich, teilweise sogar selbstentzündlich. Die bei der Verbrennung entstehenden Metalloxidrauche können gefährlich sein (IFA 2014).

Bei der Aufbereitung von Seltenen Erden Rohstoffen werden verschiedene Aufbereitungsprozesse einschließlich der dabei genutzten Chemikalien genutzt. Hierbei kommen Flotationschemikalien aber auch Schwefel- und Salzsäure zum Einsatz. Bei guter Prozessführung besteht durch diese Chemikalien nur ein geringes Risiko. Bei den chinesischen Minen, insbesondere den südchinesischen Minen, wird jedoch von sehr schlechten Umweltstandards ausgegangen (Okadene Hollins 2010).

In weiteren Aufbereitungsschritten werden die Seltenen Erden häufig mit Fluorwasserstoffsäure (HF) zu Seltenerden-Fluoriden umgesetzt. Fluorwasserstoffsäure ist sehr giftig und ätzend. Der MAK Wert liegt bei 0,83 mg m⁻³. Neodym(III)fluorid und Praseodym(III)fluorid sind beim Einatmen, Verschlucken und bei Berührung mit der Haut giftig. Dysprosium(III)fluorid und Terbium(III)fluorid reizen die Augen, Atmungsorgane und die Haut (IFA 2014).

Die für die Gewinnung der Seltenen Erden genutzten Rohstoffe enthalten zum Teil signifikante Mengen radioaktiver Elemente. In den in der Mountain Pass-Mine gewonnenen Rohstoffen sind ca. 100 ppm Thorium enthalten, in der Lagerstätte von Mount Weld sind es ca. 44 ppm (Okadene Hollins 2010). Die Lagerstätte von Bear Lodge enthält zwischen 0,01 und 1,2 % Thorium (Long et al. 2010). Daneben ist bekannt, dass in der Lagerstätte von Moun-

tain Pass auch Uran enthalten ist. Hier wurden Gehalte bis 0,02 % Uran bestimmt (Olson et al. 1954). Eine Ursache für die vorübergehende Schließung der Mine in Mountain Pass waren die hohen Entsorgungskosten der Aufbereitungsrückstände.

Bei den grönländischen Vorkommen an Seltenen Erden, dem Kvanefjeld Projekt, handelt es sich um eine Lagerstätte, die als Uranlagerstätte, bei gleichzeitiger Nutzung mehrerer Nebenprodukte, ausgebeutet werden soll (GMEL 2012b). Auch hier ist davon auszugehen, dass radioaktive Reststoffe anfallen die entsorgt werden müssen.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass insbesondere vom Abbau und der Aufbereitung Seltener Erden Gefahren ausgehen. Es ist davon auszugehen, dass bei guter Prozessführung die Gefährdung gering ist. Es besteht jedoch die Notwendigkeit, radioaktive Rückstände zu entsorgen. Daneben ist jedoch auch bekannt, dass insbesondere die wichtigen chinesischen Minen sehr umwelt- und gesundheitsbelastend produzieren.

11.3 Rohstoffe in Photovoltaikanlagen

11.3.1 Indium

Indium ist nicht toxisch; eine Gefahr kann jedoch von der leichten Entzündbarkeit von Indiumpulver ausgehen (IFA 2014). Bei der Produktion von Indium werden in der Regel Schwefel- und Salzsäure sowie Natriumhydroxid eingesetzt (Noël 1989). Die Herstellungsprozesse erfolgen unter gut kontrollierten Bedingungen. Von einer relevanten Gefährdung durch die Einsatzstoffe ist nicht auszugehen. Es besteht jedoch die Gefahr von Gewässerbelastungen durch Cadmium, Arsen, Thallium und Ammoniumsalze (Wiese 1981) aus Begleitelementen.

Es kann davon ausgegangen werden, dass vom Einsatz von Indium als Dotierung in der Photovoltaik nur geringe Gefahren ausgehen.

11.3.2 Gallium

Gallium wirkt ätzend und wirkt reizend auf Haut und Schleimhäute (Alfa Aesar 2013; Greber 2009). Die letale Dosis liegt für Gallium bei ca. 50 mg/kg Körpergewicht. Es sind keine Vergiftungen durch industrielle Exposition beschrieben (Greber 2009). Toxikologisch weitaus bedenklicher als Gallium sind Stoffe, die zusammen mit Gallium bei der Herstellung von Verbindungshalbleitern eingesetzt werden. Die hierbei verwendeten Stoffe Arsenwasserstoff und Phosphorwasserstoff sind hochtoxisch. In der im Rahmen dieser Studie betrachteten Photovoltaik werden diese Stoffe jedoch nicht eingesetzt.

Die Herstellung von Gallium ist in der Literatur nicht detailliert beschrieben. Aufgrund der eingesetzten Stoffe erscheinen bei der Gewinnung jedoch insbesondere Abwasserbelastungen durch Säuren und Kohlenwasserstoffe möglich. Zudem kann bei der elektrolytischen Gewinnung Quecksilber emittiert werden.

Beim Transport von Gallium sind besondere Sicherheitsmaßnahmen zu ergreifen, die verhindern, dass flüssiges Gallium in Kontakt mit Aluminium kommt, da hierbei durch die Bildung von Legierungen mit sehr geringer Festigkeit strukturelle Schäden an den Transportmitteln – etwa Flugzeugen – entstehen können.

Zusammenfassend kann davon ausgegangen werden, dass vom Einsatz von Gallium als Dotierung in der Photovoltaik nur geringe Gefahren ausgehen.

11.3.3 Selen

In elementarer Form wird Selen als akut relativ untoxisch angesehen (LD₅₀-Rate 6.700 mg/kg). Im Falle der massiven Inhalation von Selenrauch besteht jedoch die Gefahr schwerer Lungenschädigungen. Selen ist wassergefährdend (IFA 2014).

Es kann davon ausgegangen werden, dass vom Einsatz von Selen als Dotierung in der Photovoltaik nur geringe Gefahren ausgehen.

11.3.4 Cadmiumtellurid

Der Einsatz von Cadmiumtellurid ist mit relevanten Gefahren verbunden. Problematisch ist aber insbesondere das in der Herstellung eingesetzte Cadmium.

Cadmiumtellurid gilt als lungenschädigend nach inhalativer Exposition. Außerdem wird davon ausgegangen, dass nach inhalativer CdTe-Exposition auch Cadmium und Tellur selber bioverfügbar werden. Cadmium ist human und ökotoxisch. Die akute Toxizität von metallischem Cadmium ist jedoch relativ gering (LD₅₀-Rate 2.330 mg/kg). Die wesentlichen Wirkungen werden der Exposition von Cadmiumoxid zugeordnet. Da Cadmium an der Luft schnell oxidiert, erfolgt die Exposition in der Regel gegen Cadmiumoxid. Es werden sowohl akute als auch chronische Effekte beobachtet. Akut treten grippeähnliche Symptome, Lungenödeme, Lungenentzündungen und Nierenschäden auf. Chronisch wurden unter anderem Einschränkungen der Lungenfunktion und Emphyse beobachtet. Cadmium und seine anorganischen Verbindungen werden als kanzerogen für den Menschen angesehen. Zielorgane sind Lunge und Niere (IFA 2014).

Die Verwendung von Cadmium ist durch die EG-Richtlinie 2011/65/EU (RoHS) erheblich eingeschränkt. Die Verwendung von Cadmium in der Photovoltaik fällt dagegen bisher nicht unter diese Richtlinie (European Parliament 2011).

Verglichen mit Cadmium ist Tellur wenig toxisch. Nach Einatmung von Tellur-Rauchen wurden Störungen des Allgemeinbefindens beobachtet. Es besteht die Gefahr toxischer Wirkungen auf Herz-Kreislauf und Nervensystem. Tödliche Intoxikationen wurden bisher nicht beobachtet (IFA 2014).

11.4 Rohstoffe in Stromspeichertechnologien

11.4.1 Lithium

Die Gewinnung von Lithium aus Laugen erfolgt in der Regel aus Lithiumchlorid (LiCl). Lithiumchlorid ist gesundheitsschädlich, die LD₅₀-Rate liegt bei 526 mg kg⁻¹ und damit recht hoch. Ein Begleitstoff bei der Gewinnung von Lithium aus Laugen ist Magnesiumchlorid (MgCl). Magnesiumchlorid ist reizend. Für die Ausfällung von MgCl aus den Lithiumchloridlaugen wird Soda (Na₂CO₃; Natriumkarbonat) eingesetzt. Soda ist reizend, insbesondere für die Augen. Lithium selber ist leicht entzündlich und ätzend.

In Lithium-Ionen Sekundärbatterien wird Lithium in unterschiedlichen Verbindungen eingesetzt. Hierzu gehören LiCoO₂ (Lithiumkobaltdioxid), Lithiumnickeldioxid (LiNiO₂) oder Lithiummangan(III, IV)oxid (LiMn₂O₄) sowie Lithiumsalze wie Lithiumhexafluorophosphat (LiPF₆). Lithiumkobaltdioxid gilt als vermutlich kanzerogen und kann allergische Hautreaktionen auslösen, es ist schwach wassergefährdend (IFA 2014). Lithiumnickeldioxid gilt beim Einatmen

als kanzerogen, kann allergische Hautreaktionen auslösen und bei längerer Exposition durch Einatmen ernste Gesundheitsschäden hervorrufen (IFA 2014). Lithiumhexafluorophosphat ist toxisch beim Verschlucken und ätzend (Alfa Aesar 2014).

Von Lithium und insbesondere den in der Produktion von Lithium-Ionen Sekundärbatterien eingesetzten Lithiumverbindungen gehen daher relevante Gefahren aus.

11.4.2 Vanadium

Vanadium ist kein gefährlicher Stoff. In Redox-Flow-Sekundärbatterien wird jedoch Vanadium nicht nur elementar, sondern als Oxid eingesetzt. Hier kommt z. B. Vanadium(IV)oxid (VO_2) zum Einsatz. Die Herstellung der Elektrolyte für die Vanadium Redox-Flow-Batterien kann z. B. aus Vanadium(V)oxid (V_2O_5) erfolgen. VO_2 wirkt reizend auf Haut und Augen, Vanadium(V)oxid ist giftig, reproduktionstoxisch, keimzellenmutagen und stark wassergefährdend (IFA 2014).

11.4.3 Nickel

Nickel kann akut Irritationen der Atemwege auslösen; als chronische Wirkung sind allergische Hautreaktionen bekannt. Nickel ist gewässergefährdend. Es besteht der begründete Verdacht auf ein kanzerogenes Potenzial von Nickelstaub (IFA 2014). Bei der betrachteten Anwendung in Elektrolyseuren kommt Nickel jedoch in kompakter Form zum Einsatz, weshalb hier nicht von einem kanzerogenen Potenzial ausgegangen werden muss. Die akute Toxizität von Nickel ist sehr gering. Die letale Dosis von Nickel wurde in einem LD_{50} -Test mit $> 9.000 \text{ mg/kg}$ bestimmt (ThyssenKrupp Metallurgie 2008). Bei empfindlichen Personen kann wiederholter Kontakt mit Reinnickel zur Sensibilisierung bzw. zu allergischen Reaktionen führen bis hin zur Ausbildung einer Nickelkontaktdermatitis. (Lascelles und Nicholls 1991).

Es ist davon auszugehen, dass bei sachgemäßer Verwendung vom Nickeleinsatz in Elektrolyseuren nur geringe Gefahren ausgehen.

11.4.4 Kalium

Von Kalium und den in der Gewinnung eingesetzten Stoffen geht nur eine geringe Gefahr aus. Kalium selber ist, wie andere Alkalimetalle auch, leicht entzündlich, ätzend und reagiert heftig mit Wasser.

Der wichtigste Rohstoff für die Gewinnung von Kalium ist Kaliumchlorid (KCl). KCl ist nur sehr gering toxisch. Die LD_{50} -Rate oral liegt bei 2.600 mg kg^{-1} ; es wird als Geschmacksverstärker in der Lebensmitteltechnik eingesetzt.

11.5 Zusammenfassung

Bei den für die erneuerbaren Energien eingesetzten und im Rahmen dieser Studie betrachteten potenziell kritischen Rohstoffen gibt es hinsichtlich des Gefährdungspotenzials große Unterschiede.

Von der Mehrzahl der Stoffe selber gehen nur vergleichsweise geringe Gefahren aus, eine Ausnahme bildet Cadmium, das in Cadmiumtellurid-Dünnschichtphotovoltaik eingesetzt wird.

Deutlich größer sind die Gefährdungen durch eine Reihe von Verbindungen, in denen die Stoffe eingesetzt werden. Hier treten insbesondere bei den in den Speichertechnologien eingesetzten Vanadium- und Lithiumverbindungen relevante mögliche Gefährdungen auf.

12 Bewertung und Handlungsempfehlungen

Die in den vorherigen Kapiteln erarbeiteten Ergebnisse wurden zu der im Folgenden dargestellten Gesamtbewertung zusammengefasst. Aus ihr wurden nachfolgende Handlungsempfehlungen abgeleitet, gegliedert nach unterschiedlichen Adressaten (Politik, Industrie und Forschung).

Dabei sollte generell beachtet werden, dass alle hier gezeigten Ergebnisse unter dem Vorbehalt stehen, dass die Annahmen und Daten zur Ressourcensituation äußerst unsicher sind und jegliche Fortschreibung über einen so langen Zeitraum daher mit Vorsicht betrachtet werden sollte. Zudem stellen die dargestellten Szenarien und Roadmaps zur Technologie und Marktentwicklung naturgemäß keine „Prognose“ im engeren Sinne dar, sondern sind als mögliche Entwicklungspfade zu verstehen, die von vielen Annahmen abhängig sind.

12.1 Gesamtbewertung

Die geologische Verfügbarkeit mineralischer Rohstoffe stellt für den geplanten Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland grundsätzlich keine limitierende Größe dar. Dabei kann jedoch möglicherweise nicht jede Technologievariante unbeschränkt zum Einsatz kommen.

Diese Einschätzung beruht auf der Analyse dreier exemplarischer Pfade zum Ausbau erneuerbarer Energien-Technologien in Deutschland bis zum Jahr 2050 („niedrig“, „mittel“ und „hoch“), die wiederum auf neun unterschiedlichen, existierenden Langfrist-Energieszenarien für Deutschland basieren. Einbezogen in die Analyse wurden die in diesen Szenarien ausgewiesenen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien bei der Erzeugung von Strom, Wärme und Kraftstoffen, ergänzt um Infrastrukturanlagen (Energiespeicher und Netze). Sekundäranwendungen, also Technologien, die erneuerbare Energien nicht *direkt* nutzen (z. B. Elektrofahrzeuge), wurden in dieser Studie nicht betrachtet.

Bewertung als *unkritisch*

Von den untersuchten Technologien haben sich mit hoher Wahrscheinlichkeit als *unkritisch* in Bezug auf die Versorgung mit mineralischen Rohstoffen erwiesen:

- Nutzung im Stromsektor: Solarthermie, Wasserkraft, Windkraftanlagen ohne Seltenerd-magneten, siliziumbasierte kristalline Photovoltaik
- Nutzung im Wärmesektor: Geothermie, Solarthermie
- Infrastruktur: Stromnetze, einzelne Typen von Stromspeichern, alkalische Elektrolyse und SOFC-Brennstoffzellen

Zwar ist die Versorgung mit mineralischen Rohstoffen bei der Nutzung von *Biomasse* und *Biokraftstoffen* im Strom- und Wärme- bzw. im Verkehrssektor ebenfalls nicht als kritisch einzustufen, doch müssten für deren Bewertung die Verfügbarkeit der Biomasse als solcher und die damit je nach Art der Biomasse verbundenen Probleme insbesondere der Flächen-nutzung und Nutzungskonkurrenz berücksichtigt werden, die nicht Gegenstand dieser Studie sind. Für die genannten Aspekte sei auf Bringezu et al. (2012), MKULNV (2014) und UNEP (2014) verwiesen.

Bewertung als *kritisch*

Als „*kritisch*“ in Bezug auf die Versorgung mit mineralischen Rohstoffen wurden einzelne Komponenten bzw. Subtechnologien der *Windkraft*, der *Photovoltaik* sowie der *Batteriespeicherung* identifiziert, die in Kapitel 12.2 zusammengefasst werden. Für diese Technologien bestehen jedoch unkritische Alternativen, die verstärkt zum Einsatz kommen könnten oder bereits heute marktdominierend sind.

Bewertung *noch nicht möglich*

Hinsichtlich der *geothermischen Stromerzeugung* kann im Fall eines starken Zubaus ein relevanter Bedarf an verschiedenen kritischen Legierungselementen zumindest nicht ausgeschlossen werden. Verschiedene Argumente sprechen dafür, die geothermische Stromerzeugung in Hinblick auf ihren zukünftigen Bedarf an Stahllegierungen (auch im Vergleich zur Windkraft) als „relevant“ einzuschätzen: Hierzu gehören der hohe spezifische Stahlbedarf tiefegeothermischer Anlagen sowie die schlechte Substituierbarkeit von Legierungen durch teilweise hohe technische Anforderungen an die verwendeten Werkstoffe. Für eine richtungssichere Hochrechnung dieses Bedarfs ist die Datenbasis allerdings noch nicht ausreichend, so dass für Geothermie derzeit keine Aussage getroffen werden kann.

Schlussfolgerungen

Während der Wärme- und der Verkehrssektor beim direkten Einsatz erneuerbarer Energien mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht als kritisch anzusehen sein wird, sollte bei der Bewertung des Rohstoffbedarfs von Energiewandlern und zugehöriger Infrastrukturen zukünftig das Augenmerk auf den Stromsektor gelegt werden. Gemäß verschiedener Szenarien könnte die Dekarbonisierung von Wärme- und Verkehrssektor allerdings in wesentlichem Maße über die zunehmende Nutzung von erneuerbarem Strom erfolgen. Durch die Verknüpfung mit dem Stromsektor sind somit auch diese Sektoren indirekt einbezogen in die Fragen der Nutzung mineralischer Rohstoffe durch Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen. Beispiele sind die direkte Nutzung von Strom in Elektrofahrzeugen oder die Methanisierung von Wasserstoff, der durch Elektrolyse von Windstrom erzeugt wurde und nach der Umwandlung in synthetisches Erdgas in das bestehende Erdgasnetz zur Nutzung insbesondere im Wärmesektor eingespeist werden kann.

Es bleibt jedoch darauf hinzuweisen, dass die hier dargestellte zentrale Bedeutung des Stromsektors in Zusammenhang mit dem Untersuchungsgegenstand dieser Studie zu bewerten ist: Würde man den Fokus der Analyse über die hier betrachteten erneuerbaren Energien hinaus auf das gesamte Energie- und Verkehrssystem erweitern, könnten sich neben dem Stromsektor (oder an seiner Stelle) andere zentrale Nachfrager nach kritischen mineralischen Rohstoffen ergeben. Dies gilt zum Beispiel für die zuvor erwähnte Elektromobilität, deren Bedarf an bestimmten kritischen Elementen stärker vom Rohstoffbedarf der Fahrzeuge selbst als von indirekten Auswirkungen des Strombezugs bestimmt wird. Dies zeigen erste Ergebnisse einer Studie von DLR und Wuppertal Institut im Rahmen der STROM-Begleitforschung für das BMBF (DLR und Wuppertal Institut 2014).

Auch wenn die *Verfügbarkeit* mineralischer Rohstoffe für die relevanten Technologien kein Problem darstellt, sollten mögliche *Versorgungsrisiken* aufgrund von Abhängigkeiten von wenigen Lieferländern und Nutzungskonkurrenzen beachtet werden. Obwohl hier derzeit kein dringender Handlungsbedarf besteht, sollten die in Kapitel 12.3 abgeleiteten Hand-

lungsempfehlungen aufgrund der langen Vorlaufzeit in Forschung und Entwicklung zügig umgesetzt werden, so dass „kritische“ Situationen im Stromsektor von vornherein vermieden werden können.

12.2 Detailbewertung Windkraft, Photovoltaik und Stromspeicherung

12.2.1 Allgemeine Bewertungskriterien

Die Bewertung der als relevant eingeschätzten Technologien erfolgte in einem abgestuften Verfahren.

- Die Menge der für Deutschland ermittelten potenziellen Verbräuche einzelner Rohstoffe, die für erneuerbare Energien und Infrastruktur benötigt werden, wurde der globalen Jahresförderung sowie den globalen Reserven und Ressourcen gegenüber gestellt. Mit der Berücksichtigung sowohl von Produktionsmengen als auch von Reserven und Ressourcen wurden Aspekte der kurz- wie langfristigen Verfügbarkeit einbezogen. Für die gesamten Betrachtungen wurde dabei berücksichtigt, dass der Bevölkerungsanteil Deutschlands an der Weltbevölkerung derzeit etwas über 1 % liegt und zukünftig voraussichtlich etwas unter 1 % liegen wird. Überträgt man dies auf die Ressourcen, könnte ein solcher Budgetansatz in eine „1 %-Regel“ für eine erste grobe Einschätzung eines möglichen Anteils Deutschlands an den betrachteten Rohstoffen münden. Hierbei muss natürlich berücksichtigt werden, dass eine Nachfrage nach den betrachteten Stoffen nicht nur aus dem Aufbau erneuerbarer Energien erfolgt, sondern dass auch andere konkurrierende Nachfragen bestehen.
- In einer ersten Näherung wurde davon ausgegangen, dass eine kumulierte Nachfrage über den gesamten Betrachtungszeitraum (2011 bis 2050) in Höhe von bis zu 10 % der derzeitigen globalen Jahresproduktion sowie in Höhe von bis zu 0,1 % der Reserven problemlos zu decken sind. Dies entspricht – bei konstanter Fördermenge – 0,25 % der Förderung bis 2050. Mit der Differenz zur „1 %-Regel“ wird die konkurrierende Nachfrage außerhalb der erneuerbaren Energien überschlägig berücksichtigt.
- Haben sich bei dieser Grobeinschätzung offensichtliche Engpässe gezeigt, wurde die erste Einschätzung um zusätzliche Kriterien erweitert. Dabei wurden ergänzend die geologischen Ressourcen betrachtet sowie eine vertiefte Analyse der konkurrierenden Nachfrage vorgenommen. Da die Situation der einzelner Rohstoffe stets sehr spezifisch ist, erfolgte die Bewertung verbal argumentativ.

12.2.2 Windkraft

Technologie-Ausbaupfade

Die Windenergienutzung (onshore und offshore) wurde hinsichtlich des Verbrauchs von Neodym (Nd) und Dysprosium (Dy) untersucht, die zunehmend in Permanentmagneten hoher Feldstärke in Generatoren verwendet werden.

- Die betrachteten Ausbaupfade für Windkraft Onshore bewegen sich zwischen den Langfrist-Szenarien „Innovation mit CCS“ (Prognos et al. 2009) mit einer installierten Leistung von 30 GW in 2050 und „Regionenverbund“ (UBA 2010a) mit einer installierten Leistung

von 60 GW in 2050. Der zusätzlich für die Systemstrategie 1 betrachtete „sehr hohe“ Ausbau sieht gemäß Szenario „REMax“ (Fraunhofer ISE 2012) 200 GW in 2050 vor.

Die betrachteten Ausbaupfade für Windkraft Offshore bewegen sich zwischen den Langfrist-Szenarien „Innovation mit CCS“ (Prognos et al. 2009) mit einer installierten Leistung von 21 GW in 2050 und „100 %-EE“ (FVEE 2010) mit einer installierten Leistung von 77 GW in 2050. Der zusätzlich für die Systemstrategie 1 betrachtete „sehr hohe“ Ausbau sieht gemäß Szenario „REMax“ (Fraunhofer ISE 2012) 85GW in 2050 vor.

Für die Technologieentwicklung wurden drei Technologie-Szenarien skizziert:

- Szenario „Kontinuität“: Stagnation des in den vergangenen Jahrzehnten zu beobachtenden Trends zu höheren Anlagen-Nennleistungen und geringe Dynamik in der Veränderung von Technologie-Markanteilen
- Szenario „Upscaling“: Fortsetzung des Trends zu Großanlagen, verstärkter Technologiewechsel zu Permanentmagneten-Generatoren
- Szenario „HTS“: Fortsetzung des Trends zu Großanlagen, aber mit Markteintritt von HTS-Generatoren (Hochtemperatursupraleiter) ab 2020

Benötigte mineralische Ressourcen und Einschätzung ihrer Verfügbarkeit

Je nach Technologie-Ausbaupfad und -Szenario würden bis zum Jahr 2050 für den Bau von onshore- und offshore-Anlagen folgende Mengen an Neodym und Dysprosium benötigt (Details siehe Tab. 9-1 und Tab. 9-2):

- *Neodym*: 1,1 – 4,6 kt (Szenario „Kontinuität“), 4,4 – 21,6 kt (Szenario „Upscaling“) und 3,6 – 17,4 kt (Szenario „HTS“)
- *Dysprosium*: 0,077 – 0,3 kt (Szenario „Kontinuität“), 0,3 – 1,6 kt (Szenario „Upscaling“) und 0,3 – 1,3 kt (Szenario „HTS“)

Über alle Szenarien betrachtet entspricht dies 0,005 – 0,094 % der gegenwärtig ausgewiesenen weltweiten Neodym-Reserven und 0,02 – 0,5 % der Dysprosium-Reserven. Der Bedarf könnte daher aus den derzeit bekannten Lagerstätten gedeckt werden, selbst wenn ein ähnlicher Ausbau der Windenergie auch für alle anderen Länder angenommen werden würde. Alle hier betrachteten Szenarien und Ausbaupfade könnten damit im Hinblick auf die geologische *Verfügbarkeit* von Neodym und Dysprosium umgesetzt werden.

Einschränkungen

Doch trotz hoher Verfügbarkeit kann eine ausreichende *Versorgung* in den benötigten Mengen für Deutschland nicht unbedingt garantiert werden. Zum einen ist die Ausbringung, also die tatsächliche Produktion, der Minen mit 10 – 70 % ihrer Kapazität teilweise gering. Die im Prinzip in ausreichenden Mengen verfügbaren Mineralien bleiben so teilweise oder überwiegend ungenutzt. Zudem muss die sehr unterschiedliche Umweltperformance bei ihrer Gewinnung beachtet werden. Je nach abgebauten Mineralien, Aufbereitungstechnologien und Beimengungen anderer Mineralien zu den abgebauten Mineralien besteht eine erhebliche Umweltbelastung beim Abbau von Neodym und Dysprosium.

Zum anderen besteht eine hohe Abhängigkeit von wenigen Liefernationen mit entsprechenden Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. Insbesondere für Dysprosium ist China die

derzeit einzig relevante Fördernation. Dysprosium ist in Seltenerdsmagneten jedoch notwendig, um die ansonsten sehr niedrige Curie-Temperatur von Neodym-Eisen-Bor Magneten auf ein akzeptables Maß zu erhöhen. Derzeit ist unklar, ob sich weitere Lieferanten-Länder dauerhaft etablieren können und zu welchen Bedingungen der Abbau erfolgen würde (unter anderem Förderkosten, Qualität der Lagerstätten, Umweltgesetzgebung).

Abschließende Einschätzung

Trotz der Vorteile von Seltenerdsmagneten (Ermöglichung leistungsfähigerer, leichter Anlagen) sollten aufgrund des mit der oben dargestellten Abhängigkeit verbundenen Risikos auch etablierte oder neuartige Technologien ohne den Einsatz von Seltenen Erden weiterentwickelt werden.

- Für *onshore*-Anlagen ist der Einsatz von Neodym und Dysprosium nicht unbedingt notwendig, da Probleme wie ein hohes Gondelgewicht und kostenintensive Wartungsarbeiten für Turbinen hauptsächlich *offshore*-Anlagen betreffen. Zumindest kann der zuletzt sehr ansteigende Trend, auch *onshore*-Anlagen mit Seltenerdsmagneten zu verwenden, nicht mit den gleichen Anforderungen wie für *offshore*-Anlagen begründet werden. *Onshore* könnten insbesondere in der 1 – 3 MW-Klasse weiterhin die unkritischen, elektrisch erregten Generatoren verwendet werden.
- Im Falle von *offshore*-Anlagen könnten langfristig möglicherweise elektrisch erregte Synchrongeneratoren eingesetzt werden, in denen keramische Hochtemperatursupra-leiter (HTS) das Kupfer in den Rotorwindungen teilweise ersetzen und die damit deutlich geringere Generatorgewichte und -volumen als derzeit übliche direktangetriebene Synchrongeneratoren aufweisen. Daneben könnten außerdem Synchron-Reluktanzgeneratoren langfristig eine Rolle spielen. Diese Generatortypen benötigen keine Seltenen Erden und weisen gegenüber Asynchrongeneratoren einen besseren Wirkungsgrad und geringere Wärmeverluste auf.

Solange im *offshore*-Bereich Anlagen mit Seltenerdsmagneten verwendet werden, sollten sie möglichst recyclinggerecht konstruiert werden. Perspektivisch sollte die Entwicklung eines Recyclingsystems geprüft werden, um zumindest für den Ersatzbedarf in 20 – 30 Jahren auf recyceltes Neodym und Dysprosium zurückgreifen zu können. Hierbei gilt es jedoch für ein hochwertiges Recycling noch verfahrenstechnische Hürden zu überwinden.

12.2.3 Photovoltaik

Technologie-Ausbaupfade

Die Photovoltaiknutzung wurde hinsichtlich des Verbrauchs von Indium (In), Gallium (Ga), Selen (Se), Silber (Ag), Cadmium (Cd) und Tellur (Te) untersucht.

Die betrachteten Ausbaupfade bewegen sich zwischen den Langfrist-Szenarien „Plan B“ (Barzantny et al. 2009) mit einer installierten Leistung von 50 GW in 2050 und „Regionenverbund“ (UBA 2010a) mit einer installierten Leistung von 120 GW in 2050. Der zusätzlich für die Systemstrategie 1 betrachtete „sehr hohe“ Ausbau sieht gemäß Szenario „REMax“ (Fraunhofer ISE 2012) 252 GW in 2050 vor.

Für die Technologieentwicklung wurden zwei Technologieszenarien skizziert:

- Szenario „Kontinuität“: Weiterhin marktbeherrschende Stellung kristalliner PV-Anlagen und somit geringe Dynamik in der Veränderung von Installationsarten und Technologie-Markanteilen
- Szenario „Dünnschicht-Renaissance“: Trend zu großen Aufdach- und Freiflächenanlagen sowie Rückeroberung relevanter Marktanteile durch die Dünnschicht-PV

Benötigte mineralische Ressourcen und Einschätzung ihrer Verfügbarkeit

In der Bewertung wird zwischen kristalliner Photovoltaik und Dünnschicht-Photovoltaik unterschieden.

- Kristalline Photovoltaik (siliziumbasiert)

Der Ausbau der siliziumbasierten kristallinen Technik, die 2012 in Deutschland einen Anteil von 97 % an der Kapazität neu verkaufter Anlagen hatte, ist prinzipiell unkritisch. Der Bedarf an Silber, dem einzigen möglicherweise kritischen Bestandteil, ist in den letzten Jahren bereits sehr reduziert worden. Laut der International Technology Roadmap for Photovoltaics (ITRPV) der Crystalline Silicon Technology and Manufacturing (CTM) Group ist zudem ab 2015 der großmaßstäbliche Ersatz des verbleibenden Silbers durch Kupfer möglich (SEMI Europe 2012).

- Dünnschicht-Photovoltaik – CdTe-Zellen

Die bis zum Jahr 2020 benötigten Mengen an Cadmium und Tellur werden als unproblematisch angesehen. Ab 2020 fällt kein weiterer Bedarf an Cadmium und Tellur an, da für Deutschland aus verschiedenen Gründen ein Auslaufen der Technologie bis 2020 angenommen wurde.

- Dünnschicht-Photovoltaik – CI(G)S-Zellen

Bei der Bewertung der CI(G)S (Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid) – Zellen steht der Bedarf an Indium (In), Gallium (Ga) und Selen (Se) im Vordergrund.

a) Indium

Je nach Technologie-Ausbaupfad und -Szenario würden bis zum Jahr 2050 für den Photovoltaik-Ausbau in Deutschland zwischen 26 und 130 t (Szenario „Kontinuität“) bzw. zwischen 189 und 949 t (Szenario „Dünnschicht-Renaissance“) Indium benötigt (Details siehe Tab. 9-3). Dies entspricht 0,2 – 1,2 % bzw. 1,7 – 8,6 % der weltweiten Indium-Reserven. Eine Deckung dieses Bedarfs erscheint bei Anwenden des „1 %-Ansatzes“ langfristig nicht sichergestellt. Zudem besteht eine große Nutzungskonkurrenz durch den zunehmenden Bedarf an Indium für die LCD-Fertigung und gleichzeitig eine hohe Abhängigkeit von einem Lieferland (China). Selbst das Nischendasein der Dünnschicht-Technologie im Szenario „Kontinuität“ mit einem Marktanteil der CI(G)S-Technologie von 1,3 % dürfte damit außer im niedrigen Ausbaupfad mit 0,66 GW installierter Leistung in 2050 nicht realisierbar sein.

b) Gallium

Je nach Technologie-Ausbaupfad und -Szenario würden bis zum Jahr 2050 für den Photovoltaik-Ausbau in Deutschland zwischen 2 und 13 t (Szenario „Kontinuität“) bzw. zwischen 22 und 121 t (Szenario „Dünnschicht-Renaissance“) Gallium benötigt (Details siehe Tab. 9-3). Dies entspricht 0,00014 – 0,0009 % bzw. 0,0016 – 0,009 % der weltwei-

ten Gallium-Reserven. Die Reserven und die hierfür nötige jährliche Bauxitförderung erscheinen damit hinreichend für den Bedarf sowohl aus dem Photovoltaik-Ausbau in Deutschland als auch aus anderen Anwendungen, so dass alle Technologie-Szenarien aus Sicht der (geologischen) Verfügbarkeit umgesetzt werden können.

c) Selen

Je nach Technologie-Ausbaupfad und -Szenario würden bis zum Jahr 2050 für den Photovoltaik-Ausbau in Deutschland zwischen 13 und 69 t (Szenario „Kontinuität“) bzw. zwischen 119 und 647 t (Szenario „Dünnschicht-Renaissance“) Selen benötigt (Details siehe Tab. 9-3). Dies entspricht 0,013 – 0,07 bzw. 0,12 – 0,66 % der weltweiten Selen-Reserven. Eine Deckung dieses Bedarfs aus konventionellen Quellen erscheint bei Anwenden des „1 %-Ansatzes“ unsicher, insbesondere da Selen nur als Nebenprodukt (bei der Kupfer- und Nickelproduktion) gewonnen wird. Zumindest ein hoher Ausbau der Dünnschicht-Technologie innerhalb des Szenarios „Dünnschicht-Renaissance“ mit einem Marktanteil der Cl(G)S-Technologie von 30 % und einer installierten Leistung von 37 GW in 2050 ist damit als kritisch anzusehen.

- Dünnschicht-Photovoltaik – a-Si-Zellen

Bei der Bewertung der a-Si-Zellen steht der Bedarf an Indium (In) im Vordergrund. Angesichts der oben dargestellten kritischen Aussichten für die Verfügbarkeit von Indium sollten die Bemühungen der Industrie unterstützt werden, das indiumhaltige ITO TCO-Substrat der a-Si Zellen durch andere leitfähige Substrate zu ersetzen.

Abschließende Einschätzung

Die Bewertung hat gezeigt, dass die derzeit und voraussichtlich auch in absehbarer Zukunft marktbeherrschende kristalline Photovoltaik nicht als kritisch im Sinne der Verfügbarkeit mineralischer Rohstoffe einzuschätzen ist. Probleme können entstehen, wenn die Dünnschicht-Technologie ausgebaut oder auch nur mit dem jetzigen Marktanteil (3 % in 2012) beibehalten wird. Falls die Dünnschicht-Technologie als zukünftig marktrelevant eingeschätzt wird, sollte daher die Forschung für indium- und selenfreie bzw. indium- und selenreduzierte Dünnschicht-Zellen weiter vorangetrieben werden.

Gleichzeitig sollte die Industrie motiviert werden, PV-Anlagen recyclinggerecht zu konstruieren und auf die Anforderungen der seit 2014 in der EU auch für Photovoltaikanlagen geltenden WEEE-Richtlinie (Waste Electrical and Electronic Equipment) abzustellen.

Um generell den Materialverbrauch von Photovoltaik-Systemen weiter zu senken, sollten diese verstärkt in andere Anwendungen integriert werden (z. B. Fassaden, Dächer, semitransparente Abdeckungen bzw. Verglasungen oder Verschattungseinrichtungen). Hierbei ist darauf zu achten, dass die Integration mit möglichst geringen Beeinträchtigungen der Anlagenerträge im Vergleich zu klassischen Aufdach- oder Freiflächenanlagen einhergeht.

12.2.4 Stromspeicherung

Technologie-Ausbaupfad

Die Stromspeicherung wurde hinsichtlich des Verbrauchs von Lithium (Li), Vanadium (V), Nickel (Ni), Kalium (Ka), Lanthan (La) und Yttrium (Y) untersucht. Dabei wurde der für die Systemstrategie 1 betrachtete „sehr hohe“ Ausbau von Windkraft und Photovoltaik gemäß

Szenario „REMax“ (Fraunhofer ISE 2012) und die dort für die Stromspeicherung angenommenen Technologien und ihre Kapazitäten verwendet:

- Batteriespeicher zur kurzfristigen, großskaligen Speicherung (Lithium-Ionen Batterien und Redox-Flow-Batterien) mit einem Speichervolumen von 52 GWh_{el}
- Alkalische Elektrolyse und Wasserstoff-Speicherung mit Rückverstromung durch Brennstoffzellen (SOFC) für die mittel- und langfristige Speicherung mit einer Elektrolyse-Kapazität von 88 GW_{el} und einer Brennstoffzellen-Kapazität von 7,3 GW_{el}.

Benötigte mineralische Ressourcen und Einschätzung ihrer Verfügbarkeit

- Batterie-Speicherung (großskalig)

a) Lithium

Der maximale Lithium-Verbrauch durch Nutzung von Lithium-Ionen Batterien gemäß des verwendeten Langfrist-Szenarios würde sich bis 2050 auf 3,12 bis 6,24 kt summieren. Dies entspräche 0,024 bis 0,48 % der Lithiumreserven und erscheint eher unkritisch im Vergleich zu der erwarteten höheren Nachfrage aus anderen Bereichen.

b) Vanadium

Der maximale Vanadium-Verbrauch, der aus der Nutzung von Redox-Flow-Batterien gemäß des verwendeten Szenarios resultiert, würde sich bis 2050 auf 81 bis 162 kt summieren. Dies entspräche 0,58 bis 1,16 % der Vanadiumreserven und ist als kritisch einzustufen. Es besteht zudem eine große Nutzungskonkurrenz, da Vanadium ein wichtiges Legierungselement z. B. für Werkzeugstähle ist. Demgegenüber gibt es mit China, Südafrika und Russland nur drei relevante Förderländer.

- Alkalische Elektrolyse und Wasserstoff-Speicherung mit Rückverstromung durch SOFC

a) Nickel

Der maximale Nickel-Bedarf, der aus der Menge der benötigten Elektrolyseure gemäß des verwendeten Langfrist-Szenarios resultiert, würde sich bis 2050 auf 176 kt summieren. Dieser erscheint mit 0,23 % der gegenwärtig ausgewiesenen weltweiten Reserven als zunächst relativ unkritisch. Er konkurriert jedoch mit einem steigenden Nickel-Bedarf durch die Stahlindustrie und kann daher als kritisch angesehen werden.

b) Kalium

Der maximale Kalium-Bedarf, ebenfalls Resultat der Elektrolyseur-Fertigung, würde sich bis 2050 auf 37 kt summieren. Dies entspricht 0,00047 % der Reserven und stellt damit von der Verfügbarkeit her kein Problem dar.

c) Lanthan und Yttrium

Die maximalen Verbräuche, die aus der Herstellung von SOFC-Brennstoffzellen gemäß des verwendeten Szenarios resultieren, würden sich bis 2050 auf 18 kt Lanthan und 0,4 kt Yttrium summieren. Diese sind mit 0,07 % bzw. 0,08 % der gegenwärtig ausgewiesenen weltweiten Reserven ebenfalls als unkritisch anzusehen.

Abschließende Einschätzung

Da die Rohstoffversorgung für die derzeit gängigen Redox-Flow-Batterien auf Vanadium-Basis als kritisch anzusehen ist, wird empfohlen, für *Kurzzeitspeicher* die aus Sicht der Ressourcenverfügbarkeit unkritischeren Lithium-Ionen Batterien oder physikalische Speicher (Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher) zu verwenden, solange keine Redox-Flow-Batterien mit Vanadiumfreien oder -reduzierten Elektrolyten für den gleichen Zweck zur Verfügung stehen. Entsprechende Alternativen sind in der Entwicklung, es kann jedoch noch nicht eingeschätzt werden, ob und wann sie sich am Markt durchsetzen werden. Bei der Forschung steht zunächst insbesondere die Skalierbarkeit auf große Leistungen und die Speicherkapazität im Vordergrund.

Hinsichtlich der *Langzeitspeicherung* ist der untersuchte Wasserstoffpfad als voraussichtlich unkritisch anzusehen.

12.3 Handlungsempfehlungen

Basierend auf den oben ausgeführten Bewertungen wurden Handlungsempfehlungen erarbeitet und nach verschiedenen Zielgruppen (Politik, Industrie und Forschung) differenziert. Zwischen den Zielgruppen gibt es jedoch Überschneidungen.

12.3.1 Handlungsempfehlungen für die Politik

Zugang und Nutzung von Rohstoffen – Interaktion mit Partnerländern

- Generell sollten die als kritisch eingestuften mineralischen Rohstoffe in die Rohstoffstrategie der Bundesregierung mit aufgenommen werden. Die existierenden „bilateralen Rohstoffpartnerschaften“ sollten im Hinblick darauf überprüft werden, ob durch sie ein verbesserter Zugang zu diesen Stoffen ermöglicht werden könnte. Zudem sollte geprüft werden, die Rohstoffpartnerschaften auch auf Fertig-, Halb- oder Zwischenprodukte zu erweitern, die zunehmend anstatt der Rohstoffe in den Vordergrund rücken (so dürfte es zukünftig nicht mehr um einen ausreichenden Zugang zu Neodym, sondern um die Beschaffung von neodymhaltigen Magneten gehen).
- Ebenso sollte die Bundesregierung prüfen, ergänzend zu oder anstatt der Rohstoffpartnerschaften Kooperationen bei der Aufbereitung und dem Recycling von Materialien aufzubauen. So könnte der gemeinsame, bilaterale Aufbau von Produktionsstrukturen sinnvoll sein, bei der der Rohstoffabbau durch das Partnerland erfolgt und Deutschland sein Know-how aus dem Maschinenbau beisteuert und die entsprechenden Fertigungstechnologien liefert.
- Die hier aufgeworfenen Fragen sollten in bilateralen Foren mit den einschlägigen Ländern eingebracht werden (z. B. in das deutsch-chinesische Umweltforum). Ebenso wären politische Initiativen wünschenswert (inkl. internationaler Kooperationen), um die öffentlich zugängliche Datenlage bei der Ressourcenbewertung zu verbessern.
- Neben den beiden dargestellten Strategien mit Fokus auf die rohstoffliefernden Länder sollte der Schwerpunkt bei der Sicherung der Rohstoffversorgung Deutschlands mittelfristig jedoch auf Effizienz- und Recyclingstrategien liegen. So sollte die Erhöhung der Ressourceneffizienz und die Recyclingfähigkeit bereits bei der Technologieentwicklung

im Vordergrund stehen. Zudem sollten die bereits vorhandenen Recyclingpotenziale genutzt werden. Jedes Recyclingverfahren ist jedoch mit teils beträchtlichen Materialverlusten sowie teilweise auch einem hohen Energieeinsatz verbunden. In vielen Fällen (z. B. bei Seltenerdmetallen) fällt auch ein hochwertiges Recycling schwer. Neben Recyclingstrategien sollten daher insbesondere auch Strategien zur Verlängerung von Nutzungs- und Lebensdauer treten.

Zusammenarbeit mit der Industrie

- Auch wenn derzeit für die meisten untersuchten Stoffe keine langfristigen Risiken hinsichtlich der geologischen Verfügbarkeit erkennbar sind, sollte – aufgrund der unsicheren Annahmen und des mit den beschriebenen Abhängigkeiten verbundenen Risikos – bei der Industrie darauf hingewirkt werden,
 - verstärkt etablierte Technologien zu verwenden, die auf kritische mineralische Rohstoffe verzichten (so sind z. B. insbesondere im Binnenland Windenergieanlagen unter Verwendung von neodymhaltigen Permanentmagneten nicht notwendig),
 - eine unter technischer Sicht optimale Weiterentwicklung nur oder zumindest bevorzugt dort vorzusehen, wo es nicht zu Lasten des Ressourceneinsatzes geht,
 - andere Technologien weiterzuentwickeln, die Vorteile der mithilfe kritischer Stoffe erreichten Eigenschaften ebenfalls gewährleisten können (z. B. Hochtemperatursupraleiter als möglicher Ersatz für neodymbasierte Windenergieanlagen),
 - die Anlagen möglichst recyclinggerecht zu konstruieren und mittelfristig leistungsfähige Recyclingsysteme zu etablieren,
 - Strategien zur Nutzungs- und Lebensdauererweiterung der Produkte zu entwickeln.
- Um diese Ziele zu erreichen, bietet sich eine verstärkte Kommunikation und Zusammenarbeit mit einschlägigen Verbänden und Gewerkschaften an (z. B. VDMA – Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e. V. oder IG Metall).

Politische Initiativen in Deutschland

- Strategien zur Nutzungs- und Lebensdauererweiterung der Produkte sowie eine recyclinggerechte Konstruktion sollten im Rahmen von Ökodesign-Richtlinien für die hier betrachteten Anlagen und Komponenten mit dem Ziel umgesetzt werden, eine höhere Produktverantwortung der Hersteller zu erreichen. Soweit sinnvoll, sollten stoffspezifische Recyclingquoten etabliert werden.
- Sinnvoll erscheint eine Abstimmung mit existierenden Initiativen und Netzwerken in Deutschland hinsichtlich der Frage, inwieweit von ihnen Aspekte der Ressourceneffizienz von Anlagen und Komponenten der Energieversorgung thematisiert werden. Ihre Arbeit sollte ausdrücklich unterstützt werden, da sie generell im Einklang mit den Schlussfolgerungen dieser Studie steht:
 - Rat für Nachhaltige Entwicklung (RNE): Auf dem Weg zu einer Roadmap „Rohstoffland Deutschland“ mit Ziel einer Kreislaufwirtschaft und entsprechendem Produktdesign (Rat für Nachhaltige Entwicklung 2011)

- „Allianz für mehr Ressourceneffizienz Baden-Württemberg“ und Initiative „100 Betriebe für Ressourceneffizienz“ (MUKE 2013)
- „Allianz Ressourcenschonung“: Gemeinsame Erklärung von Unternehmen und Naturschutzbund Deutschland (NABU) (NABU 2013)
- Innerhalb der Bundesregierung könnte eine ressortübergreifende Abstimmung das Ressourcenthema mehr in den Mittelpunkt rücken, indem die folgenden Aktivitäten von BMUB, BMWi und BMBF gekoppelt und ggf. um weitere Ressorts erweitert würden.
 - BMUB: Deutsches Ressourceneffizienzprogramm (ProgRes)
 - BMWi: Rohstoffstrategie
 - BMBF: FONA-Programme „r2 – Innovative Technologien für Ressourceneffizienz – Rohstoffintensive Produktionsprozesse“, „r3 – Strategische Metalle und Mineralien“ und „r4 – Innovative Technologien für Ressourceneffizienz – Forschung zur Bereitstellung wirtschaftsstrategischer Rohstoffe“

Zudem steht für 2016 das alle vier Jahre geplante Update des Ressourceneffizienzprogramms ProgRes an. Hier sollte die Gelegenheit genutzt werden, die Ergebnisse und Handlungsempfehlungen aus der vorliegenden Studie einzuspeisen, was noch bis Mitte 2015 möglich wäre. Gleichzeitig sollten übergreifende Strategien wie die Energiewende oder die Hightech-Strategie unter Ressourcengesichtspunkten beurteilt werden.
- Im Monitoringbericht der Bundesregierung zur Energiewende sollten jährlich folgende Daten erfasst und bewertet werden, um Trends des Materialverbrauchs frühzeitig erkennen und Recyclingpotenziale beziffern zu können:
 - Zubau von erneuerbare Energien Anlagen nach Unternehmen, Technologie und Typ
 - Verbrauch wesentlicher Materialien auf Typebene
 - Verbrauch speziell kritischer Materialien auf Typebene
 - Recyclingmöglichkeit der wesentlichen und kritischen Materialien

12.3.2 Handlungsempfehlungen für die Industrie

Allgemein

- Windenergieanlagen, Photovoltaik-Anlagen und Stromspeicher sollten generell *recyclinggerecht konstruiert* werden, um eine effiziente Wiederverwendung und damit gleichzeitig einen geringeren Import wertvoller und preislich sehr fluktuierender Rohstoffe zu ermöglichen und der Produktverantwortung der Hersteller gerecht zu werden. Im Vorgriff auf mögliche Ökodesign-Richtlinien für die hier betrachteten Anlagen und Komponenten sollte dies frühzeitig in Angriff genommen werden.

Windkraft

- Das *Recycling von Seltenen Erden aus Seltenerdmetallen* gelingt bisher kaum. Es sollte daher genauer untersucht werden, wie groß der Aufwand für das Recycling der Magnete im Vergleich zur Gewinnung von Primärmaterial ist. Falls sinnvoll, sollten entsprechende Recyclingsysteme entwickelt werden, um die mit dem Abbau der Seltenen Er-

den verbundenen Umweltbelastungen zu verringern und die Abhängigkeit von wenigen Lieferländern zu entschärfen. Die Recycling-Standorte sollten in Bezug auf möglichst geringen Transportbedarf optimiert werden. Weil die Magneten überwiegend direkt aus China bezogen werden, müssen die Zulieferer zwingend in diese Konzepte mit einbezogen werden.

- Aufgrund der großen Reserven an Seltenen Erden an den bestehenden Produktionsstandorten in China, Australien und Indien erscheint die Nutzung bisher unwirtschaftlicher deutscher oder europäischer Förderkapazitäten aus ökonomischer sowie ökologischer Sicht nicht empfehlenswert.

Photovoltaik

- Das *Recycling von Gallium und Indium* wird bei Produktionsabfällen bereits praktiziert. Die Verluste sind jedoch zum Teil erheblich. *Selen* wird zu einem großen Teil dissipativ eingesetzt und nur aus Elektronikprodukten zurückgewonnen. Es sollte daher untersucht werden, ob und für welche Produkte sich das Recycling von Altanlagen und -geräten ökologisch und ökonomisch lohnt.

Stromspeicherung

Für die betrachteten Speichertechnologien wurden bisher keine Recyclingsysteme etabliert.

- Voraussichtlich unproblematisch gestaltet sich die Rückgewinnung von Vanadium bei Redox-Flow-Batterien.
- Die hier betrachteten Li-Ion Batterien erfordern nur geringe Mengen an Lithium. Die erwartete vielfältige Nutzung von Lithiumbatterien in den unterschiedlichsten Anwendungen erfordert einen großen Teil der bekannten Reserven. Eine Entwicklung von Recyclingtechnologien ist für die dauerhafte Nutzung in relevantem Umfang unerlässlich.
- Die in den Brennstoffzellen eingesetzten keramischen Materialien sind nur mit hohem Aufwand zu recyceln. Vor einer Etablierung von Recyclingsystemen sollte untersucht werden, unter welchen Bedingungen das Recycling ökologisch vorteilhaft ist.

12.3.3 Handlungsempfehlungen für die Forschung

Allgemein

- Es sollte eine ähnliche Analyse, wie sie in dieser Studie durchgeführt wurde, für den gesamten Umbau des Energie- und Verkehrssystems erstellt werden. Dies erfordert unter anderem den Einbezug von Effizienztechnologien (z. B. Motoren und Pumpen, Leuchtstoffe für Lampen, IKT und elektronische Steuerungen) und Mobilitätstechnologien (z. B. Elektromobilität und die hierfür benötigten Infrastrukturen). Neben der getrennten, detaillierten Analyse einzelner Sektoren sollte eine Gesamtabstimmung für Deutschland erstellt werden, um die unterschiedlichen Entwicklungen und Abhängigkeiten zwischen den verschiedenen Bereichen erkennen und bewerten zu können. Eine Gesamtanalyse des Bedarfs für Deutschland sollte auch den sich dynamisch entwickelnden weltweiten Bedarf einbeziehen.
- Neben der Abhängigkeit einzelner Rohstoffe sollten auch die Konsequenzen einer zunehmenden Abhängigkeit von Fertig- oder Halbprodukten analysiert werden. So wird

beispielsweise Neodym in Deutschland nicht direkt bezogen, sondern es werden neodymhaltige Permanentmagneten importiert.

- In der vorliegenden Studie wurden hauptsächlich kritische mineralische Rohstoffe analysiert. Es bedarf daher einer ergänzenden Analyse des gesamten Ressourcenbedarfs der Energiewende (z. B. hinsichtlich des Stahlverbrauchs) und Konzepte zur generellen Ressourcenminimierung beim Umbau des Energiesystems. Dabei sollte insbesondere der Zusammenhang zwischen der Ressourcenextraktion und damit verbundener Umweltauswirkungen herausgestellt werden.
- Es wäre sinnvoll, diese energiebezogenen Ressourcenbetrachtungen auf andere Sektoren auszuweiten, z. B. die Beurteilung der Hightech-Strategie der Bundesregierung aus Ressourcensicht. Gekoppelt mit anderen Arbeiten wie den UBA-Arbeiten zu „anthropogenen Lagerstätten“ und „Urban Mining“ könnte eine ganzheitliche Stoffstrombetrachtung inkl. sozialer Aspekte entwickelt werden.
- Die Ergebnisse der Ressourcenanalysen sollten in Langfrist-Energieszenarien und Roadmaps mit eingehen. Energieszenarien sollten damit nicht mehr nur das Klimaziel, sondern auch Ressourcenziele und entsprechende Strategien beinhalten. Entsprechend sollte eine Methodik zur Verknüpfung von Langfrist-Energieszenarien mit Ressourcenanalysen entwickelt werden.
- Es sollten die Umweltbedingungen und der Arbeitsschutz beim Abbau Seltener Erden detailliert analysiert werden, wofür Kooperationen mit Forschungseinrichtungen und staatlichen Stellen in den entsprechenden Ländern notwendig sind. Exemplarisch könnte dies zunächst für ein oder zwei Minen durchgeführt werden, z. B. hinsichtlich des Neodymabbaus in China.
- Selbst wenn die geologischen Verfügbarkeiten der betrachteten mineralischen Rohstoffe kein Problem darstellen, sollten auch andere Rohstoffquellen und Aufbereitungsverfahren untersucht werden, die zukünftig relevant werden könnten, bei denen die Informationslage gegenwärtig jedoch unbefriedigend ist.
- Die Ergebnisse der Umweltanalysen sollten für zukünftige Ökobilanzen nutzbar gemacht werden: Hierfür ist die Erarbeitung von Material- und Lebenszyklusinventaren für einzelnen Materialien notwendig. Die Berechnungen zu Lithium zeigen, dass sich die heute eingesetzten Produktionsverfahren deutlich voneinander unterscheiden, so dass auch bei den Ökobilanzen differenziert werden sollte. Spezielle Berücksichtigung sollte dabei die Rohstoffentnahme finden, die in Inventaren derzeitiger Ökobilanzen nur teilweise einbezogen wird.

Geothermie

- Für die geothermische Stromerzeugung kann im Fall eines starken Zubaus ein relevanter Bedarf an verschiedenen kritischen Legierungselementen zumindest nicht ausgeschlossen werden. Für eine richtungssichere Hochrechnung dieses Bedarfs ist die Datenbasis allerdings noch nicht ausreichend. Es besteht Forschungsbedarf zur Ermittlung der tatsächlich in geothermischen Anlagen eingesetzten und einzusetzenden Stählen sowie deren Legierungen.

Stromspeicherung

- Mangels entsprechender Potenzialstudien konnten mögliche zukünftige Entwicklungen für Speichertechnologien und ihre Rohstoffabhängigkeit in dieser Studie nicht im Detail analysiert werden. Sobald detailliertere Potenzialstudien vorliegen, sollten die Abschätzungen der verschiedenen Pfade aktualisiert bzw. erweitert werden.

13 Literaturverzeichnis

- 50Hertz Transmission; Amprion; TenneT TSO; TransnetBW (2012): Netzentwicklungsplan 2012/ 2. Entwurf. <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2012-2-entwurf>
- ABB (2012): Produktüberblick - Permanentgenerator-Generator mit geringer Drehzahl. <http://www.abb.com/product/ap/seitp322/6fc52c359d63f242c1256e6e004a61a0.aspx>. Last access: 11 September 2012.
- ABB (2013): Electric generators to power the world. [http://www05.abb.com/global/scot/scot234.nsf/veritydisplay/8a8d27e1d4836e8fc1257b6c001d2eb2/\\$file/Electrics%20generators%20to%20power%20the%20world%20LR_06032013.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot234.nsf/veritydisplay/8a8d27e1d4836e8fc1257b6c001d2eb2/$file/Electrics%20generators%20to%20power%20the%20world%20LR_06032013.pdf). Last access: 02 September 2013.
- Abrahamsen, A. B.; Jensen, B. B. (2012): Superconducting Direct Drive Wind Turbine Generators: Advantages and Challenges. In: S. M. Muyeen (Hrsg.), Wind Energy Conversion Systems, Green Energy and Technology. Springer London. http://link.springer.com/chapter/10.1007/978-1-4471-2201-2_3. Last access: 10 Juli 2013.
- Achzet, B.; Reller, A.; Zepf, A. (2011): Materials critical to the energy industry. An Introduction. http://www.physik.uni-augsburg.de/lehrstuehle/rst/downloads/Materials_Handbook_Rev_2012.pdf
- Alfa Aesar (2013): Sicherheitsdatenblatt Gallium Ingot. <http://www.alfa-ebsoft.com/msds/pdf/german/10188.PDF>. Last access: 13 Mai 2014.
- Alfa Aesar (2014): Lithium hexafluorophosphate. <http://www.alfa.com/en/catalog/11529>. Last access: 13 Mai 2014.
- American Petroleum Institute (2005): Specification for casing and tubing. API Specification 5CT. ISO 11960:2004, Petroleum and natural gas industries—Steel pipes for use as casing or tubing for wells. Washington, D.C.: American Petroleum Institute.
- American Physical Society (2011): Energy Critical Elements: Securing Materials for Emerging Technologies - A Report by The APS Panel On Public Affairs & The Materials Research Society. www.aps.org/policy/reports/popa-reports/. Last access: 13 Mai 2014.
- Angerer, G.; Erdmann, L.; Marscheider-Weidemann, F.; Scharp, M.; Lüllmann, A.; Handke, V.; Marwede, M. (2009): Rohstoffe für Zukunftstechnologien. Einfluss des branchenspezifischen Rohstoffbedarfs in rohstoffintensiven Zukunftstechnologien auf die zukünftige Rohstoffnachfrage. ISI-Schriftenreihe Innovationspotenziale. Karlsruhe: Fraunhofer IRB Verlag.
- Areva (2013): AREVA Wind GmbH - 5 MW Offshore-Anlage M5000: Portrait. <http://www.areva-wind.com/>. Last access: 10 Juli 2013.
- ARGE Monitoring PV-Anlagen (2008): Monitoring zur Wirkung des novellierten EEG auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Solarenergie, insbesondere der Photovoltaik-Freiflächen. Ergänzungsbericht 2007.
- Avalon (o. J.): Avalon rare metals inc., Manager, investor relations at Avalon rare metals inc. | SlideShare. <http://de.slideshare.net/AvalonRareMetals>. Last access: 08 Oktober 2012.
- BARD (2013): Projekte - Offshore - BARD Offshore 1 - BARD Engineering GmbH • Offshore Windkraftanlagen. <http://www.bard-offshore.de/projekte/offshore/bard-offshore-1.html>. Last access: 10 Juli 2013.
- Barzantny, K.; Vomberg, S.; Achner, S. (2009): Klimaschutz: Plan B 2050 - Energiekonzept für Deutschland. (Greenpeace e.V., Hrsg.). Hamburg, Aachen. http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/klima/Plan_B_2050_lang.pdf
- Bäßler, R. (2013): Telefoninterview zum Stahlbedarf der Tiefengeothermie in Deutschland (Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung).

- Bauer, C. (2008): Wind turbine construction, 4.5MW, onshore. Dokumentation eines Datensatzes inecoinvent 3.0. Paul-Scherer-Institut (PSI).
- BGR (2008): Indium – ein Rohstoff der Hochtechnologie. Beitrag zum Projekt: Indium – Metallogenetische und lagerstättenkundliche Stellung in Massivsulfidlagerstätten Kanadas, Südafrikas und Chinas. http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Min_rohstoffe/Projekte/Rohstoff-Forschung-abgeschlossen/Indium.html.
- BGS (2011): Rare Earth Elements. British Geological Survey. <https://www.bgs.ac.uk/downloads/start.cfm?id=1638>. Last access: 13 Mai 2014.
- BGS (2014): Risk List 2012 - Current supply risk index for chemical elements or element groups which are of economic value. British Geological Survey. <http://www.bgs.ac.uk/mineralsuk/statistics/risklist.html>. Last access: 14 Mai 2014.
- BINE (2011): BINE Informationsdienst: Themeninfo: Photovoltaik - Innovationen - Dünnschicht-Solarzellen. BINE Informationsdienst. <http://www.bine.info/hauptnavigation/publikationen/publikation/photovoltaik-innovationen/duennschicht-solarzellen/>. Last access: 05 November 2012.
- BMU (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). http://erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/doc/48514.php. Last access: 25 April 2012.
- BMWi (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. No. 12/10. Basel/Köln/Osnabrück: ewi, gws, prognos.
- Braune, G. (2013): Grönland bohrt gigantischen Rohstoffschatz an. Handelsblatt 13.03.2013. <http://www.handelsblatt.com/politik/international/wahlsiegerin-kuendigt-kurswende-an-groenland-bohrt-gigantischen-rohstoffschatz-an/7921916.html>. Last access: 13 Mai 2014.
- Briem, S.; Blesl, M.; Fahl, U.; Ohl, M.; Moerschner, J.; Eltrop, L.; et al. (2004): Lebenszyklusanalysen ausgewählter zukünftiger Stromerzeugungstechniken. IER, DLR, LEE, FFE. http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/arbeitsberichte/Arbeitsbericht_01.pdf
- Bringezu, S.; O'Brien, M.; Schütz, H. (2012): Beyond biofuels: Assessing global land use for domestic consumption of biomass: A conceptual and empirical contribution to sustainable management of global resources. *Land Use Policy* 29(1)224–232. doi: 10.1016/j.landusepol.2011.06.010.
- Bringezu, S.; Schütz, H.; Moll, S. (2003): Rationale for and Interpretation of Economy-Wide Materials Flow Analysis and Derived Indicators. *Journal of Industrial Ecology* (7)43–63.
- Brunk, F. (2012): Feuerfeste Zirkon-Erzeugnisse. http://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DERA/DE/Downloads/RD_zr_brunk.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- BSW (2009): Cadmium-Tellurid (CdTe) Photovoltaiktechnologie. Bundesverband Solarwirtschaft. http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/content_files/Hintergrund_CdTe_0309.pdf
- BSW (2011): Entwicklung des deutschen PV-Marktes 2010/2011. Auswertung und graphische Darstellung nach §16(2) EEG 2009. http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/bnetza_2011_konsolidiert.pdf
- BSW (2013): Preisindex BSW-Solar - Bundesverband Solarwirtschaft e.V. <http://www.solarwirtschaft.de/preisindex>. Last access: 10 Juli 2013.
- Bundesregierung (2010a): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung vom 28.09.2010. Berlin.
- Bundesregierung (2010b): Rohstoffstrategie der Bundesregierung - Sicherung einer nachhaltigen Rohstoffversorgung Deutschlands mit nicht-energetischen mineralischen Rohstoffen. Berlin.
- Bundesregierung (2012): Deutsches Ressourceneffizienzprogramm (ProgRess). Programm zur nachhaltigen Nutzung und zum Schutz der natürlichen Ressourcen. Berlin.

- Burchart, M. (2011): Rare Earths - a Bottleneck for future Wind Turbine Technologies? Wind supply chain and logistic, Präsentation des Ökoinstitutes, Berlin. <http://www.slideshare.net/Oeko-Institut/rare-earths-a-bottleneck-for-future-wind-turbine-technologies>
- Burkhardt, J. J.; Heath, G. A.; Turchi, C. S. (2011): Life Cycle Assessment of a Parabolic Trough Concentrating Solar Power Plant and the Impacts of Key Design Alternatives. *Environmental Science & Technology* 45(6)2457–2464. doi: 10.1021/es1033266.
- Burkhardt, J. J.; Heath, G.; Cohen, E. (2012): Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Trough and Tower Concentrating Solar Power Electricity Generation. *Journal of Industrial Ecology* 16S93–S109. doi: 10.1111/j.1530-9290.2012.00474.x.
- BWE (2013a): Konzepte mit doppelt gespeisten Asynchrongenerator. Bundesverband WindEnergie. <http://www.wind-energie.de/infocenter/technik/anlagenkonzepte/konzepte-mit-doppelt-gespeisten-asynchrongenerator>. Last access: 10 Juli 2013.
- BWE (2013b): Konzepte mit Synchrongenerator (permanent- und fremderregt). Bundesverband WindEnergie. <http://www.wind-energie.de/infocenter/technik/anlagenkonzepte/konzepte-mit-synchrongenerator-permanent-und-fremderregt>. Last access: 10 Juli 2013.
- Byron Capital Markets (Hrsg.) (2010): Electric Metals. Green Book. Lithium: The next strategic material. <http://www.byroncapitalmarkets.com/wp-content/uploads/2011/02/Electric-Metals-Green-Book-April-2010.pdf>
- Caballero, J. P. (2012): Comparision Between PV and CSP Plants Through LCA Approach. Undergraduate Thesis Project. Universidad Carlos III De Madrid, Universita Degli Studi Di Perugia.
- Castor, S. B.; Hedrick, J. B. (2006): Rare Earth Elements. *Commodities, Markets and Uses* 769–792.
- CDU; CSU; SPD (2013): Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 18. Legislaturperiode. Berlin.
- Cerri, I.; Lefebvre-Joud, F.; Holtappels, P.; Honegger, K.; Stubos, T.; Millet, P. (2012): Strategic Energy Technology Plan - Scientific Assessment in support of the Materials Roadmap enabling Low Carbon Energy Technologies - Hydrogen and Fuel Cells. European Commission Joint Research Centre. http://setis.ec.europa.eu/system/files/Scientific_Assessment_Fuel_Cells_Hydrogen.pdf
- Chataignere, A.; Le Boulch, D. (2003): Wind Turbine Systems - Final Report ECLIPSE. Clamart Cedex, France.
- Chen, L.; Pollinder, Z. (2009): Optimization of Multibrid Permanent-Magnet Wind Generator Systems. *IEEE Transaction on energy conversion* (Vol. 24).
- Clark, C. E.; Harto, C. B.; Sullivan, J. L.; Wang, M. Q. (2011): Water use in the development and operation of geothermal power plants. Argonne National Laboratory (ANL). http://web.anl.gov/renewables/pdfs/ANL_EVS_R-10_5.pdf. Last access: 29 November 2013.
- Classen, M.; Althaus, H.-J.; Blaser, S.; Scharnhorst, W.; Tuchschildt, M.; Jungbluth, N.; Faist Emmenegger, M. (2009): Life Cycle Inventories of Metals. ecoinvent v2.1 report No. 10. Dübendorf: Swiss Centre for Life Cycle Inventories.
- CONSENTEC; R2B (2010): Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/endbericht-optimale-integration-erneuerbare-energie,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>. Last access: 11 April 2014.
- Converteam (2010): Converteam and Scottish and Southern Energy Join Forces on Offshore Wind Energy (UK). <http://www.converteam.com/majic/pageServer/1x0404018l/en/index.html>. Last access: 18 Oktober 2012.
- Credit Suisse (2011): Xinjiang Goldwind Science & Technology - A farewell to direct drive? Equity Research. Hong Kong.

- Dena (2010): Dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin: Deutsche Energie Agentur GmbH. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF. Last access: 28 Januar 2011.
- DERA (2012): Energiestudie 2012 - Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. DERA Rohstoffinformationen. Hannover: Deutsche Rohstoffagentur (DERA) in der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/energie_node.html. Last access: 01 Februar 2013.
- Dii (2012): 2050 Desert Power. Perspectives on a Sustainable Power System for EUMENA. München. www.dii-eumena.com
- DLF (2010): Wie gefährlich ist Cadmium? Streit um giftiges Schwermetall in Solarzellen. <http://www.dradio.de/dlf/sendungen/umwelt/1184795/>. Last access: 02 September 2013.
- DLR; Wuppertal Institut (2014): STROM-Begleitforschung. Globale Perspektiven und Ökobilanzen der Elektromobilität, Teilvorhaben im Rahmen des Verbundprojekts: Begleitforschung zu Technologien und Ökobilanzen der Elektromobilität. <http://wupperinst.org/projekte/details/wi/p/s/pd/385/>
- DONG Energy (2008): RS 1a: Life cycle approaches to assess emerging energy technologies Final report on offshore wind technology. NEEDS New Energy externalities Developments for Sustainability. <http://www.needs-project.org/RS1a/WP10%20Final%20report%20on%20offshore%20wind%20technology.pdf>
- DOTI (2013): alpha ventus: Technik. <http://www.alpha-ventus.de/index.php?id=120>. Last access: 10 Juli 2013.
- D'Souza, N.; Gbegbaje-Das, E.; Shonfield, P. (2011): Life Cycle Assessment of Electricity Production from a V112 Turbine Wind Plant. Kopenhagen: PE NWE. http://seeds4green.open-green.net/sites/default/files/LCA_V112_Study_Report_2011.pdf
- Du, X.; Graedel, T. E. (2011): Global Rare Earth In-Use Stocks in NdFeB Permanent Magnets. Journal of Industrial Ecology 15(6)836–843. doi: 10.1111/j.1530-9290.2011.00362.x.
- Ebert, T.; Müller, C. (2012): Sind Schadstoffe in Photovoltaik-Freiflächenanlagen eine Gefahr für den Boden? Tagungsband der 7. Marktredwitzer Bodenschutztagung 2012. Marktredwitz: Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft. http://www.lfl.bayern.de/mam/cms07/iab/dateien/boden_pv_tagung.pdf. Last access: 02 September 2013.
- Ecoinvent (2010): Ecoinvent Stoffstromdatenbank V. 2.2. EMPA - TSL: Swiss Center for LCI.
- EnBW (2013): Baltic 1. <http://www.enbw.com/unternehmen/konzern/energieerzeugung/neubau-und-projekte/enbw-baltic-1/index.html>. Last access: 10 Juli 2013.
- ENERCON (2010): LCA für ENERCON Windenergieanlage E-82 E2. Aurich: ENERCON.
- ENERCON (2011): Marktanteile | ENERCON. <http://www.enercon.de/de-de/marktanteile.htm>. Last access: 22 Februar 2013.
- ENERCON (2013): Enercon Produktübersicht. Aurich: ENERCON. http://www.enercon.de/p/downloads/ENERCON_Produkt_de_web_072013.pdf. Last access: 15 Oktober 2013.
- Engström, S.; Lindgren, S. (2007): Design of NewGen Direct-Drive Generator for Demonstration in a 3,5 MW Wind Turbine.
- Engström, S.; Parkegren, C. (2011): NewGen - a light-weight direct drive generator for wind turbines. www.newgengenerator.com/recent-publications. Last access: 06 November 2012.
- E.on Wasserkraft (2010): Das Walchenseekraftwerk – Ein Juwel der Technik in den Alpen. http://apps.eon.com/documents/EWK_Walchensee_2010_ger.pdf. Last access: 27 März 2013.

- Erfurth, F. (2010): Elektronenspektroskopie an Cd-freien Pufferschichten und deren Grenzflächen in Cu(In,Ga)(S,Se)₂ Dünnschichtsolarzellen. Dissertation. Saalfeld/Saale: Universität Würzburg.
- European Commission (2010): Critical raw materials for the EU - Report of the Ad-hoc Working Group on defining critical raw materials. Brüssel. http://ec.europa.eu/enterprise/policies/raw-materials/files/docs/report-b_en.pdf. Last access: 13 Mai 2014.
- European Commission (2011): Materials Roadmap Enabling Low Carbon Energy Technologies. Commission staff working paper. Brüssel. http://ec.europa.eu/research/industrial_technologies/pdf/materials-roadmap-elcet-13122011_en.pdf
- European Parliament (2011a): Future Metal Demand from Photovoltaic Cells and Wind Turbines Investigating the Potential Risk of Disabling a Shift to Renewable Energy Systems. Brüssel: Science and Technology Options Assessment (STOA). http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/etudes/join/2011/471604/IPOL-JOIN_ET%282011%29471604_EN.pdf. Last access: 13 Mai 2014.
- European Parliament (2011b): Richtlinie 2011/65/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Juni 2011 zur Beschränkung der Verwendung bestimmter gefährlicher Stoffe in Elektro- und Elektronikgeräten. Brüssel. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2011:174:0088:0110:DE:PDF>. Last access: 13 Mai 2014.
- Faulstich, S.; Kühn, P.; Pfaffel, S. (2011): Aktualisierung von Ökobilanzdaten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe Abschnitt Windenergie. Bremerhaven: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik.
- Frankl, P.; Menichetti, E.; Raugel, M.; Lombardelli, S.; Prensushi, G. (2006): RS 1a: Final report on technical data, costs and life cycle inventories of PV applications. No. Deliverable no 11.2. NEEDS New Energy externalities Developments for Sustainability. Ambiente Italia. <http://www.needs-project.org/RS1a/RS1a%20D11.2%20Final%20report%20on%20PV%20technology.pdf>
- Fraunhofer ISE (2012): 100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland. Studie. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme. <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-100-erneuerbare-energien-in-deutschland.pdf>
- Fraunhofer IWES (2013a): Marktsituation der Onshore-Windenergie in Deutschland 1982-2012. Datenbank-Auszug für das Wuppertal Institut. Unveröffentlicht.
- Fraunhofer IWES (2013b): Windenergie Report Deutschland 2012. Bremerhaven: Fraunhofer Institut für Windenergiesysteme und Energiesystemtechnik.
- Frick, S.; Kaltschmitt, M.; Schroder, G. (2010): Life cycle assessment of geothermal binary power plants using enhanced low-temperature reservoirs. *Energy* 35(5)2281–2294. doi: 10.1016/j.energy.2010.02.016.
- Friege, J. (2010): Auslegung von PV-Anlagen und Lastmanagement der Verbraucher für einen wirtschaftlich optimalen Eigenverbrauch des erzeugten Stroms unter ausgewählten Rahmenbedingungen. Diplomarbeit.
- Frischknecht, R.; Stucki, M. (2008): Swiss activities in 2008. Aktualisierung der Ökobilanz von CdTe-PV. No. IEA-PVPS Task 12. ESU-services Ltd. <http://www.esu-services.ch/fileadmin/download/frischknecht-2008-IEAPVPS-Jahresbericht.pdf>
- Frondel, M.; Grösche, P.; Huchtemann, D.; Oberheitmann, A.; Peters, J.; Angerer, G.; et al. (2006): Trends der Angebots- und Nachfragesituation bei mineralischen Rohstoffen. Endbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Essen: RWI, ISI, BGR.

- Fthenakis, V.; Kim, H. C.; Frischknecht, R.; Raugei, M.; Sinha, P.; Stucki, M. (2011): Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessments of Photovoltaic Systems. PVPS Task 12 No. T12-02. International Energy Agency (IEA). http://clca.columbia.edu/Task12_LCI_LCA_10_21_Final_Report.pdf
- Fuhs, M. (2012): PVSEC: Kupfer statt Silber. [photovoltaik.eu. http://www.photovoltaik.eu/nachrichten/details/beitrag/pvsec--kupfer-statt-silber_100009117/](http://www.photovoltaik.eu/nachrichten/details/beitrag/pvsec--kupfer-statt-silber_100009117/). Last access: 19 Februar 2013.
- FVEE (2010): Energiekonzept 2050. Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien. http://www.fvee.de/fileadmin/politik/10.06.vision_fuer_nachhaltiges_energiekonzept.pdf
- Gaines, L.; Nelson, P. (2010): Lithium-Ion batteries: Examining material demand and recycling issues. Argonne National Laboratory. <http://www.transportation.anl.gov/pdfs/B/626.PDF>. Last access: 14 Mai 2014.
- Gathmann, N.; Scholz, W. (2012): Analysis of Novel Thermal Energy Storage System Design with 3 Tanks. Proceedings Solarpaces 2011.
- George, M. W. (2010): Selenium and Tellurium. 2009 Minerals Yearbook. <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/selenium/myb1-2009-selen.pdf>
- Gerboni, R.; Pehnt, M.; Viebahn, P.; Lavangno, E. (2008): RS 1a: Final report on technical data, costs and lifecycle inventories of fuel cells. No. Deliverable no 9.2. NEEDS New Energy externalities Developments for Sustainability. POLITO, IFEU, DLR. <http://www.needs-project.org/RS1a/RS1a%20D9.2%20Final%20report%20on%20fuel%20cells.pdf>
- Geuder, M. (2004): Energetische Bewertung von Windenergieanlagen. http://bastgen.de/schule/physik/10/KEA/Studie_FH-W%25FCrzburg_EnergBewertung.pdf
- GMEL (2012a): Investor Presentation. Greenland Minerals and Energy.
- GMEL (2012b): Kvanefjeld- A project with a deep history. Greenland Minerals and Energy. www.ggg.gl/projects/kvanefjeld-rees-uranium-zinc/history. Last access: 14 Mai 2014.
- Götschmann, N. (2008): Hochmoment-Generatoren in Leichtbauweise - Energy20.net. <http://www.energy20.net/pi/index.php?StoryID=317&articleID=151722>. Last access: 05 November 2012.
- Greber, J. F. (2009): Gallium and Gallium Compounds. Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry. <http://onlinelibrary.wiley.com/book/10.1002/14356007>
- Gruhn, T. (2010): Durchbruch bei Dünnschicht-Solarzellen: Neue Erkenntnisse zum Indium-Gallium-Rätsel. <http://www.uni-mainz.de/presse/38703.php>. Last access: 05 November 2012.
- GtV (2014): Geothermie: Technologien. <http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/technologien.html>. Last access: 10 April 2014.
- Guezuraga, B.; Zauner, R.; Pözl, W. (2012): Life cycle assessment of two different 2 MW class wind turbines. *Renewable Energy* 37(1)37–44. doi: 10.1016/j.renene.2011.05.008.
- Hagelüken, C.; Meskers, C. E. M. (2010): Complex Life Cycles of Precious and Special Metals. In: T. E. Graedel und E. van der Voet (Hrsg.), *Linkages of Sustainability*. Strüngmann Forum Reports, Strüngmann Forum Reports. MIT Press.
- Hasanien, H. M.; Aldurra, A. (2012): Grid Connection Scheme of a Variable Speed Wind Turbine Driven Switched Reluctance Generator. In: S. M. Muyeen (Hrsg.), *Wind Energy Conversion Systems, Green Energy and Technology*. Springer London. http://link.springer.com/chapter/10.1007/978-1-4471-2201-2_6. Last access: 10 Juli 2013.

- Haugen, D. (2012): Scrapped Iowa project leaves energy storage lessons. Midwest Energy News. <http://www.midwestenergynews.com/2012/01/19/scrapped-iowa-project-leaves-energy-storage-lessons/>. Last access: 10 Februar 2014.
- Heller, P.; Häberle, A.; Malbranche, P.; Mal, O.; Cabeza, L. F. (2011): Scientific Assessment in support of the Materials Roadmap Enabling Low Carbon Energy Technologies: Concentrating Solar Power Technology. JRC Scientific and Technical Reports No. EUR 25171 EN - 2011. Strategic Energy Technology Plan (SET).
- Herrmann, U.; Kelly, B.; Price, H. (2004): Two-tank molten salt storage for parabolic trough solar power plants. Energy, SolarPACES 2002 29(5–6)883–893. doi: 10.1016/S0360-5442(03)00193-2.
- IEA (2008): Energy Technology Perspectives 2008: Scenarios and Strategies to 2050. Paris: International Energy Agency.
- IEA (2010): Technology Roadmap - Solar photovoltaic energy. Paris: International Energy Agency. <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/name,3902,en.html>
- IFA (2014): GESTIS-Stoffdatenbank. Gefahrstoffinformationssystem der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung. Institut für Arbeitsschutz. <http://www.dguv.de/ifa/Gefahrstoffdatenbanken/GESTIS-Stoffdatenbank/index.jsp>
- IWR (2005): First Solar unterzeichnet Versicherungsvertrag zur Finanzierung der Rücknahme- und Recyclingkosten für Solarmodule nach Ablauf der Lebensdauer. Original-Pressemitteilung vom 25.05.2005. <http://www.iwrpressedienst.de/Textausgabe.php?id=1873>. Last access: 14 Mai 2014.
- IWR; Stiftung Offshore-Windenergie (2013): Genehmigte Offshore-Windparks an der Nord- und Ostseeküste - Offshore-Windenergie.net. <http://www.offshore-windenergie.net/windparks/genuehmigt#nordsee>. Last access: 03 September 2013.
- Jackson, W. D.; Christiansen, G. (1993): International Strategic Minerals Inventory Summary Report-Rare-Earth Oxides. Circular 930-N. Denver: U. S. Geological Survey. <http://pubs.usgs.gov/circ/1993/0930n/report.pdf>
- James Quilter (2012): AMSC completes Sea Titan turbine design | Windpower Monthly. windpower-monthly.com. <http://www.windpowermonthly.com/news/1150731/AMSC-completes-Sea-Titan-turbine-design>. Last access: 15 Oktober 2012.
- Jäniche, W.; Verein deutscher Eisenhüttenleute (1985): Werkstoffkunde Stahl. Berlin: Springer.
- Janssen, L. G. J.; Lacal Arantegui, R.; Brondsted, P.; Gimondo, P.; Klimpel, A.; Johansen, B. B.; Thibaux, P. (2012): Scientific Assessment in support of the Materials Roadmap enabling Low Carbon Energy Technologies Wind Energy. JRC Scientific and Technical Reports No. EUR 25197 EN - 2012. Strategic Energy Technology Plan (SET).
- Jaskula, B. W. (2010): Gallium. 2007 Minerals Yearbook. <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/gallium/myb1-2007-galli.pdf>
- Jensen, B. B.; Abrahamsen, A. B.; Seiler, E.; Mijatovic, N.; Zermeno., V. M. R. (2010): Multi-Pole HTS Generators for Direct Drive Wind Turbines. Superconductivity in Energy Technology Applications, Tampere, Finland.
- Jossen, A. (2007): Redox-Flow Batterien - Ein System zur Langzeitspeicherung. Nürnberg.
- Jungbluth, N.; Stucki, M.; Flury, K.; Frischknecht, R.; Büsser, S. (2012): Life Cycle Inventories of Photovoltaics. ESU-services Ltd. <http://www.esu-services.ch/fileadmin/download/publicLCI/jungbluth-2012-LCI-Photovoltaics.pdf>
- Jungbluth, N.; Stucki, M.; Frischknecht, R. (2009): Part XII Photovoltaics. Ecoinvent Data V2.1. Swiss Centre for Life Cycle Inventories.

- Kobe, S.; McGuiness, P.; Saje, B. (2010): Rare Earth Magnets in Europe | Department of Energy. <http://energy.gov/pi/office-policy-and-international-affairs/downloads/spomenka-kobe-jozef-stefan-institut-rare-earth>. Last access: 16 Oktober 2012.
- Koch, H. (2013): Pleitewelle bei Solarindustrie: Partielle Sonnenfinsternis - taz.de. <http://www.taz.de/!114274/>. Last access: 10 Juli 2013.
- Kranmagazin (2011): Windenergie: Ein kleiner Ort schreibt Geschichte (76).
- Krewitt, W.; Nast, M.; Nitsch, J. (2005): Energiewirtschaftliche Perspektiven der Fotovoltaik. Langfassung. Stuttgart: DLR.
- Kuck, P. H. (2010): Nickel. 2007 Minerals Yearbook. <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/gallium/myb1-2007-galli.pdf>
- Lascelles, K.; Nicholls, D. (1991): Nickel Compounds. Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry. Weinheim, Basel, Cambridge, New York. <http://onlinelibrary.wiley.com/book/10.1002/14356007>
- Liedtke, M.; Elsner, H. (o. J.): Seltene Erden, in: (BGR, Hrsg.)Commodity Top News (31). http://www.shimadzu.eu/sites/default/files/SelteneErden_MarenLiedtke_HaraldElsner.pdf
- Lifton, J. (2009): The Green Revolution In China — Technology Metals Research. <http://www.techmetalsresearch.com/2010/08/the-green-revolution-in-china/>. Last access: 08 Oktober 2012.
- Long, K. R.; van Gosen, B. S.; Foley, N. K.; Cordier, D. (2010): The principal rare earth element deposits of the United States – A summary of domestic deposits and a global perspective. Scientific Investigations Report No. 5220. Reston: U. S. Geological Survey. <http://pubs.usgs.gov/sir/2010/5220/pdf/SIR2010-5220.pdf>
- Luther, J. (2010): Internationaler Status der Photovoltaik und Trends in Forschung und Entwicklung. Vortrag bei den Stadtwerken Kassel. http://www.stadtwerke-karlsruhe.de/swkade/PDF/Aktuelles/Aktuelle_Infos/symposium-vortrag2.pdf
- Maples, B.; Hand, M.; Musial, W. (2010): Comparative Assessment of Direct Drive High Temperature Superconducting Generators in Multi-Megawatt Class Wind Turbines. Technical Report. NREL. <http://www.osti.gov/bridge>
- Martinez, E.; Sanz, F.; Pellegrini, S.; Jimenez, E.; Blanco, J. (2009): Life cycle assessment of a multi-megawatt wind turbine. Renewable Energy 3(34)667–673. doi: 10.1016/j.renene.2008.05.020.
- Meskers, C. E. M.; Vandenbroek, K.; Vliegen, J.; De Ruijter, L.; Dalle, T.; Rigby, P. (2010): Recycling Technologies to Close the Loop for PV Materials. Proceedings 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Valencia.
- Meyer, B. H. (2002): Geological exploration report of the Bear Lodge Rare Earth Property Crook County. Wyoming.
- Michalowsky, L. (1994): Neue keramische Werkstoffe. Leipzig, Stuttgart: Dt. Verlag für Grundstoffindustrie.
- Mikolajczak, C. (2009): Availability of Indium and Gallium. Soldering White Papers. Indium Corporation. <http://www.indium.com/techlibrary/whitepapers/availability-ofindium-and-gallium>. Last access: 25 Oktober 2010.
- Milles, U. (2012): Korrosion in geothermischen Anlagen. Potsdamer Forschende untersuchen Materialien und Tiefenwässer an der Anlage in Groß Schönebeck. FIZ Karlsruhe GmbH, Leibniz Institut für Informationsinfrastruktur.
- MKULNV (2014): Thesen zur Flächennutzung und Flächeninanspruchnahme Nordrhein-Westfalens im globalen Kontext. Thesenpapier. Düsseldorf: Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen. http://www.umwelt.nrw.de/ministerium/presse/presse_aktuell/presse140213.php

- Molycorp (2012): Molycorp Mountain Pass. www.molycorp.com/about-us/our-facilities/molycorp-mountain-pass. Last access: 13 Mai 2014.
- Moss, R.; Kara, H.; Willis, P.; Kooroshy, J. (2011): Critical Metals in Strategic Energy Technologies - Assessing Rare Metals as Supply-Chain Bottlenecks in Low-Carbon Energy Technologies. JRC Scientific and Technical Report. <http://setis.ec.europa.eu/system/files/CriticalMetalsinStrategicEnergyTechnologies-def.pdf>
- Moss, R. L.; Tzimas, E.; Willis, P.; Arendorf, J.; Espinoza, L. T. (2013): Critical Metals in the Path towards the Decarbonisation of the EU Energy Sector. Assessing Rare Metals as Supply-Chain Bottlenecks in Low-Carbon Energy Technologies. JRC Scientific and Policy Report. <http://setis.ec.europa.eu/system/files/Critical%20Metals%20Decarbonisation.pdf>. Last access: 29 November 2013.
- Mudd, G. M. (2009): The Sustainability of Mining in Australia : Key Production Trends and Their Environmental Implications for the Future. Research Report No. RR5. Monash University and Mineral Policy Institute.
- MUKE (2013): Land und Wirtschaft bilden Allianz für mehr Ressourceneffizienz Baden-Württemberg. Stuttgart: Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft. <http://www.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/land-und-wirtschaft-bilden-allianz-fuer-mehr-ressourceneffizienz-baden-wuerttemberg/>
- Muyeen, S. M. (Hrsg.) (2012): Wind Energy Conversion Systems - Technology and Trends. Springer Berlin Heidelberg.
- NABU (2013): Allianz Ressourcenschonung gegründet. Bündnis von NABU und Unternehmen fordert eine Ökologisierung der Rohstoffpolitik. Berlin: Naturschutzbund Deutschland. <http://www.nabu.de/themen/konsumressourcenmuell/politik/15644.html>
- National Research Council (2010): Minerals, Critical Minerals, And The U.S. Economy - Pre-publication Version. Washington D.C. http://www.nma.org/pdf/101606_nrc_study.pdf
- Neary, C. R.; Highley, D. E. (1984): The economic importance of the rare earth elements. In: P. Henderson (Hrsg.), Rare earth element geochemistry. New York Amsterdam: Elsevier.
- Neupert et al. (2009a): Energiespeicher. Technische Grundlagen und energiewirtschaftlicheres Potenzial. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag.
- Neupert, U.; Euting, T.; Kretschmer, T.; Notthoff, C.; Ruhlig, K.; Weimert, B. (2009b): Energiespeicher - technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial. Fraunhofer INT. Stuttgart.
- Niederschlag, E.; Stelter, M. (2009): 145 Jahre Indium – Ein Metall mit Zukunft? *Erzmetall* 62(1).
- Nitsch, J.; Pregger, T.; Scholz, Y.; Naegler, T. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. No. BMU - FKZ 03MAP146. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). http://erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_bf.pdf
- Noël, F. (1989): Indium and Indium Compound. Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry (Bd. Vol. A 14, 5th, completely revised edition). Weinheim, Basel, Cambridge, New York.
- Öhrlund, I. (2012): Future Metal Demand from Photovoltaic Cells and Wind Turbines. No. PE 471.604. Science and Technology Options Assessment (STOA) unit, European Parliament.
- Okadene Hollins (2010): Lanthanide Resources and Alternatives. A report for Department of Transport and Department for Business, Innovation and Skills. Okadene Hollins Research & Consulting.
- Olson, J.; Shawe, D. R.; Pray, L. C.; Sharp, W. N. (1954): Rare Earth Mineral Deposits of the Mountain Pass District San Bernardino County California. Geological Survey Professional Paper No. 261.

- Orris, G. J.; Grauch, R. I. (2002): Rare earth element mines, deposits, and occurrence. USGS Open File report No. 002-189.
- Pacca, S.; Sivaramen, D.; Keoleian, G. A. (2006): Life Cycle Assessment of the 33 kW Photovoltaic System on the Dana Building at the University of Michigan: Thin Film Laminates, Multicrystalline Modules, and Balance of System Components. No. CSS05-09. Ann Arbor, USA: Center for Sustainable Systems, University of Michigan. css.snre.umich.edu/css_doc/CSS05-09.pdf
- Paschen, H.; Oertel, D.; Grünwald, R. (2003): Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Sachstandsbericht, Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB), Arbeitsbericht. <http://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/berichte/TAB-Arbeitsbericht-ab084.pdf>. Last access: 11 April 2014.
- Pehnt, M. (2001): Ganzheitliche Bilanzierung von Brennstoffzellen in der Energie- und Verkehrstechnik. Stuttgart: Universität Stuttgart.
- Pehnt, M.; Helms, H.; Lambrecht, U.; Dallinger, D.; Wietschel, M.; Heinrichs, H.; et al. (2011): Elektroautos in einer von erneuerbaren Energien geprägten Energiewirtschaft. Zeitschrift für Energiewirtschaft (3)221–234.
- Pfluger, B.; Sensfuß, F.; Schubert, G.; Leisentritt, J. (2011): Tangible ways towards Climate Protection in the European Union (EU long-term scenarios 2050). Fraunhofer ISI.
- Pick, E.; Wagner, H.-J. (1998): Beitrag zum kumulierten Energieaufwand ausgewählter Windenergiekonverter. www.oeko.de/service/kea/dateien/essen/kea-wind.pdf
- Pohl, W. L. (2005): Mineralische und Energie-Rohstoffe. Eine Einführung zur Entstehung und nachhaltigen Nutzung von Lagerstätten. W. und W. E. Petrascheck's Lagerstättenlehre (5. Aufl.). Stuttgart: E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung.
- Primas, A. (2007): Life Cycle Inventories of new CHP systems. Ecoinvent Report No. 20. Dübendorf: Ecoinvent Centre.
- Prognos; Öko-Institut; Ziesing, H.-J. (2009): Modell Deutschland: Klimaschutz bis 2050. Frankfurt am Main: WWF. http://www.wwf.de/presse/details/news/modell_deutschland_ausweg_aus_dem_treibhaus/. Last access: 30 November 2009.
- PSE (2013): Marktsituation der Photovoltaik in Deutschland 2010-2012. Zusammenstellung im Auftrag des Wuppertal Instituts. Unveröffentlicht.
- pvXchange (2012): Preisindex. http://www.pvxchange.com/priceindex/Default.aspx?template_id=1&langTag=de-DE. Last access: 27 Februar 2013.
- Quaschnig, V. (2012): Die Bedeutung der Photovoltaik für eine nachhaltige Elektrizitätsversorgung - HTW Berlin. <http://www.htw-berlin.de/organisation/?typo3state=publications&lsfid=4772>. Last access: 05 März 2013.
- Rat für Nachhaltige Entwicklung (2011): Wie Deutschland zum Rohstoffland wird. Empfehlungen des Rates für Nachhaltige Entwicklung an die Bundesregierung. texte No. 39. Berlin. http://www.nachhaltigkeitsrat.de/uploads/media/RNE_Rohstoffland_Deutschland_texte_Nr_39_Juni_2011_01.pdf
- Repowering InfoBörse (2011): Repowering von Windenergieanlagen - Behandlung von Fragen der Höhenbegrenzung. Hintergrundpapier. http://www.repowering-kommunal.de/uploads/tx_tcdownloadmgr/RIB_Hoehenbegrenzungen_06-11.pdf. Last access: 10 April 2013.

- Rigby, P.; Fillon, B.; Gombert, A.; Herrero Rueda, J.; Kiel, E.; Mellikov, E.; et al. (2011): Scientific Assessment in support of the Materials Roadmap enabling Low Carbon Energy Technologies Photovoltaic Technology. JRC Scientific and Technical Reports No. EUR 25172 EN - 2011. Strategic Energy Technology Plan (SET).
- Ritthoff, M. (2011): Gallium. In: MaRes – AS 2.1: Umweltrelevante metallische Rohstoffe Teil 2: Untersuchungen zur Umweltrelevanz von Metallen, Meilensteinbericht des Arbeitsschrittes 2.1 des Projekts „Materialeffizienz und Ressourcenschonung“ (MaRes). Wuppertal: Wuppertal Institut.
- Rohn, H.; Pastewski, N.; Lettenmeier, M. (2010): Ressourceneffizienz von ausgewählten Technologien, Produkten und Strategien - Ergebniszusammenfassung der Potenzialanalysen - Meilensteinbericht aus dem Arbeitspakete 1 des MaRes-Projektes. Wuppertal: Wuppertal Institut.
- Roland Berger; prognos (2010): Wegweiser Solarwirtschaft: PV-Roadmap 2020. Wettbewerbsfähig, klimafreundlich, dezentral - Die Solarwirtschaft als eine bedeutende Säule einer nachhaltigen Energieversorgung. http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/content_files/wegweiser_sw_pvrmlang.pdf. Last access: 03 September 2013.
- Rösler, H. J. (1988): Lehrbuch der Mineralogie (4. Aufl.). Leipzig.
- Rüth, E. (2009): Die Nullnummer. Indium ist wertvoll, unverzichtbar und knapp. In Deutschland wird es nicht recycelt. Warum? Recycling Magazin 64(10)28–29.
- RWE Power (2010): Adele - der adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung. http://www.dlr.de/portaldata/1/resources/standorte/stuttgart/broschuere_adele_1_.pdf
- Samus, T. (2010): Ressourceneffiziente Energieerzeugung: Potenziale von Desertec-Strom. Diplomarbeit. Universität Kassel.
- Sander, K.; Schilling, S.; Reinschmidt, J.; Wambach, K.; Schlenker, S.; Müller, A.; et al. (2007): Study on the Development of a Take Back and Recovery System for Photovoltaic Products. No. Grant Number 03MAP092. BMU. <http://www.oekopol.de/en/Archiv/Stoffstrom/pvcycle/Report%20PVCycle%20en.pdf>
- Saurat, M.; Ritthoff, M. (2013): Calculating MIPS 2.0. Resources 2(4)581–607. doi: 10.3390/resources2040581.
- Schlegl, T. (2013): Entwicklungslinien der PV-Technologie und Materialsubstitutionsmöglichkeiten. Präsentation auf der Tagung „Strategische Metalle für die Energiewende“, Tutzing.
- Schmid, J.; Günther, M.; Pape, C.; Lüking, R.-M. (2012): Effizienzpotenziale durch die neuen Hauptenergieträger Sonne und Wind. In: Zusammenarbeit von Forschung und Wirtschaft für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz. FVEE-Jahrestagung 2012, Berlin.
- Schmidt-Bleek, F. (1998): MAIA: Einführung in die Materialintensitäts-Analyse nach dem MIPS - Konzept. Basel: Birkhäuser.
- Schmitz, M. (2013): E-Mail Austausch zu technischen Parametern thermischer Speicherung mit Dr. Mark Schmitz, Flagsol AG Köln.
- Schüler, D. (2011): Seltene Erden – Daten & Fakten, Hintergrundpapier. Öko-Institut e.V., Berlin.
- SEAI (2011): Wind energy roadmap. Sustainable Energy Authority of Ireland. http://www.seai.ie/Publications/Energy_Modelling_Group/_SEAI_2050_Energy_Roadmaps/Wind_Energy_Roadmap.pdf
- SEMI Europe (2012): International Technology Roadmap for Photovoltaics (ITRPV) Results 2011. Third Edition March/2012. Berlin. <http://www.itrpv.net/Reports/Downloads/2012/>
- Siemens AG (2012): Wind turbine SWT-3.0-101. <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-generation/renewables/wind-power/wind-turbines/swt-3-0-101.htm#content=Technical%20Specification>. Last access: 11 September 2012.

- Sinha, P.; de Wild-Scholten, M. J. (2012): Life Cycle Assessment of Utility-Scale CdTe PV Balance Systems. 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Frankfurt. <http://smartgreenscans.nl/publications/Sinha-and-deWildScholten-2012-Life-cycle-assessment-of-utility-scale-CdTe-PV-Balance-of-Systems.pdf>
- Speirs, J.; Gross, R.; Candelise, C.; Gross, B. (2011): Materials Availability: Potential constraints to the future low-carbon economy. Working Paper No. REF UKERC/WP/TPA/2011/002. Centre for Energy Policy and Technology (ICEPT), Imperial College.
- SRU (2011): Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten des Sachverständigenrats für Umweltfragen. Berlin. <http://www.umweltrat.de>
- Staffell, I.; Ingram, A. (2010): Life cycle assessment of an alkaline fuel cell CHP system. International Journal of Hydrogen Energy 35(6)2491–2505. doi: 10.1016/j.ijhydene.2009.12.135.
- Statistisches Bundesamt (Hrsg.) (2013): Produzierendes Gewerbe. Düngemittelversorgung. Wirtschaftsjahr 2012/2013. https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/IndustrieVerarbeitendesGewerbe/Fachstatistik/DuengemittelversorgungJ2040820137004.pdf?__blob=publicationFile
- Stranghöfner, N. (2012): Nachhaltigkeit von Stahlstrukturen zur Gewinnung Erneuerbarer Energien. Deutscher Stahlbautag 2012. http://www.bauforumstahl.de/upload/documents/publikationen/Stranghoner_Vortrag.pdf
- Stranghöfner, N.; Berg, J.; Gorbachov, A.; Schaumann, P. (2013): Nachhaltigkeitsbewertung stählerner Tragkonstruktionen Erneuerbarer Energien Methodenentwicklung und Anwendungsbeispiele. Stahlbau 82 (1). doi: 10.1002/stab.201201642.
- Süddeutsche Zeitung (2013): Grönland beschließt Rohstoffausbeutung. Süddeutsche Zeitung vom 25.10.2013. <http://www.sueddeutsche.de/politik/eisenerz-und-uran-groenland-beschliesst-rohstoffausbeutung-1.1804194>
- Sullivan, J. L.; Clark, C. E.; Han, J.; Wang, M. (2010): Life-cycle analysis results of geothermal systems in comparison to other power systems. Argonne National Laboratory (ANL). <http://www.transportation.anl.gov/pdfs/TA/641.PDF>. Last access: 29 November 2013.
- Sullivan, J. L.; Clark, C. E.; Yuan, L.; Han, J.; Wang, M. (2011): Life-cycle analysis results for geothermal systems in comparison to other power systems: Part II. Argonne National Laboratory (ANL). <http://www.transportation.anl.gov/pdfs/TA/801.PDF>
- Supersbeger, N.; Ritthoff, M. (2010): Rohstoffkonflikte nachhaltig vermeiden: Rohstoffe zwischen Angebot und Nachfrage (Teilbericht 2) - Studie des Wuppertal Instituts im Auftrag des Umweltbundesamtes FKZ 370819 102). Wuppertal.
- The Silver Institute; Thomson Reuters GFMS (2013): World Silver Survey 2013. A Summary. Washington.
- Thieme, A. (2010): Concepts for high power wind turbines introducing HTS technology. World Green Energy Forum 2010, Gyeongju city (Korea). www.keei.re.kr/keei/download/seminar/101117/II101118_a01.pdf. Last access: 15 Oktober 2012.
- ThyssenKrupp (2003): Nicrofer 4221 – alloy 825. Werkstoffblatt Nr. 4101. http://www.thyssenkrupp-vdm.com/fileadmin/Downloads/Datenblaetter/de/Nicrofer_4221_alloy_825_d.pdf
- ThyssenKrupp Metallurgie (2008): Produktbezeichnung: Nickel. Sicherheitsdatenblatt gem. 91/155 EWG, Fassung Nr. 2 (Ausdruck vom 02.12.2008).
- Trieb, F.; Schillings, C.; Pregger, T.; O'Sullivan, M. (2012): Solar Electricity Imports from the Middle East and North Africa to Europe. Energy Policy 42341–353. doi: 10.1016/j.enpol.2011.11.091.
- Tryfonidou, R. (2006): Energetische Analyse eines Offshore-Windparks unter Berücksichtigung der Netzintegration. Bochum: Ruhr-Universität Bochum. Abgerufen von URL: <http://www-brs.ub.ruhr-uni-bochum.de/netatml/HSS/Diss/TryfonidouRodoula/diss.pdf>.

- UBA (2010a): Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3997.pdf>. Last access: 16 April 2012.
- UBA (Hrsg.) (2010b): Daten zur Umwelt. Umwelt und Landwirtschaft. Ausgabe 2011. <http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/4056.pdf>
- UNEP (2014): Assessing Global Land Use: Balancing Consumption With Sustainable Supply. A Report of the Working Group on Land and Soils of the International Resource Panel. Bringezu S., Schütz H., Pengue W., O'Brien M., Garcia F., Sims R., Howarth R., Kauppi L., Swilling M., and Herrick J. <http://www.unep.org/resourcepanel/Publications/AreasofAssessment/AssessingGlobalLandUseBalancingConsumptionw/tabid/132063/Default.aspx>
- University of Stuttgart (2008): SENSE (Sustainable Evaluation of Solar Energy Systems) LCA Analysis. http://www.sense-eu.net/fileadmin/user_upload/intern/documents/Results_and_Downloads/SENSE_LCA_results.pdf
- U.S. DOE (2010): Critical Materials Strategy. U. S. Department of Energy. <http://energy.gov/sites/prod/files/edg/news/documents/criticalmaterialsstrategy.pdf>. Last access: 12 Mai 2014.
- USGS (2001): Mineral Commodity summaries 2001. Reston: U. S. Geological Survey. <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/mcs/2001/mcs2001.pdf>
- USGS (2005): Gallium: End-Use Statistics. U. S. Geological Survey.
- USGS (2009): Mineral Commodity summaries 2009. Reston: U. S. Geological Survey. <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/mcs/2009/mcs2009.pdf>
- USGS (2013a): Mineral Commodity summaries 2013. Reston: U. S. Geological Survey. <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/mcs/2013/mcs2013.pdf>
- USGS (2013b): Lithium Statistics. U. S. Geological Survey.
- USGS (2013c): Vanadium Statistics. U. S. Geological Survey.
- VDI (2012): Windenergie: Winergy HybridDrive. <http://www.ingenieur.de/Fachbereiche/Windenergie/Winergy-HybridDrive-erhoeht-Wirkungsgrad>. Last access: 10 Juli 2013.
- VEM Sachsenwerk (2012): Auskunft zu Permanentmagnetgewichten (vertraulich).
- Vestas (2012): Rare Earth Elements. Rare Earth Elements. <http://www.vestas.com/en/about-vestas/sustainability/sustainable-products/life-cycle-assessment/rare-earth-elements.aspx>. Last access: 09 Oktober 2012.
- Vestas Wind Systems (2006): Life cycle assessment of offshore and onshore sited wind power plants based on Vestas V90-3.0 MW turbines. Vestas Wind Systems A/S. http://www.vestas.com/Files/Filer/EN/Sustainability/LCA/LCAV90_juni_2006.pdf
- Vestas Wind Systems (2012): V164-7.0 MW designed for increased reliability. <http://www.vestas.com/en/wind-power-plants/towards-20-years-in-offshore/offshore-stories/v164-7.0-mw-designed-for-increased-reliability.aspx>. Last access: 10 Juli 2013.
- Vestas Wind Systems (2013a): V90-1.8/2.0 MW GridStreamerTM. <http://www.vestas.com/en/wind-power-plants/procurement/turbine-overview/v90-1.8/2.0-mw-gridstreamer%E2%84%A2.aspx#/vestas-univers>. Last access: 10 Juli 2013.
- Vestas Wind Systems (2013b): 3 MW Platform. <http://www.vestas.com/en/wind-power-plants/procurement/turbine-overview/3-mw-platform.aspx#/vestas-univers>. Last access: 10 Juli 2013.

- Viebahn, P. (2004): SOKRATES-Projekt. Solarthermische Kraftwerkstechnologie für den Schutz des Erdklimas. AP 2.2: Technologievergleich: Ökobilanzen von SEGS-, FRESNEL- und DSG-Kollektoren. Projektbericht. Stuttgart.
- Viebahn, P.; Kronshage, S.; Trieb, F.; Lechon, Y. (2008): NEEDS - New Energy Externalities Developments for Sustainability. RS 1a: Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of solar thermal power plants. Project no: 502687; 6th Framework Programm EU No. Deliverable n° 12.2. Stuttgart, Madrid: DLR; CIEMAT.
- De Vries, E. (2009): GE Energy to Acquire Offshore Wind Turbine Supplier ScanWind of Norway. Renewable Energy World. <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2009/08/ge-energy-to-acquire-offshore-wind-turbine-supplier-scanwind-of-norway>. Last access: 10 Juli 2013.
- Wagner, H.-J.; Baack, C.; Eickelkamp, T.; Epe, A.; Kloske, K.; Lohmann, J.; Troy, S. (2010): Die Ökobilanz des Offshore-Windparks alpha ventus (2. Aufl.). Münster: Lit Verlag.
- Wegst, C.; Wegst, M. (2013): Stahlschlüssel Taschenbuch (23. Aufl.). Marbach: Verlag Stahlschlüssel Wegst GmbH.
- Weindorf, W. (2008): GermanHy AP 4.1: Übersicht über Wasserstoff-Energieketten (WTW) und Plausibilisierung maximal bereitstellbarer Mengen (unveröffentlicht). Ludwig Bölkow Systemtechnik.
- Weinrebe, G. (2000): Technische, ökologische und ökonomische Analyse von solarthermischen Turmkraftwerken. http://elib.uni-stuttgart.de/opus/frontdoor.php?source_opus=725&la=en. Last access: 18 Februar 2014.
- Wiese, E. (1981): Der Reinstoff Indium – Erzeugung und Anwendung. Erzmetall 34(4)190–196.
- Wiesen, K. (2010): Ermittlung von Ressourceneffizienzpotenzialen der regenerativen Stromerzeugung durch Windenergie und Biomasse in Deutschland. Erweiterte Fassung der Masterarbeit. HAWK Göttingen.
- Wiesen, K.; Teubler, J.; Rohn, H. (2013): Resource use of two wind farms in the German North Sea - The examples of Alpha Ventus and Bard Offshore I. Journal Resources (under Review).
- De Wild-Scholten, M. (2010): Environmental Sustainability of Concentrator PV Systems: Preliminary LCA Results of the Apollon Project.
- De Wild-Scholten, M. (2012): Life Cycle Assessment of Photovoltaik Systems. Teilbericht des BMU-Forschungsvorhaben „Aktualisierung von Ökobilanzen für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgas und Luftschadstoffe“ (Förderkennzeichen 0325188). smart - green scans.
- De Wild-Scholten, M.; Alsema, E. (2005): Environmental life cycle inventory of crystalline silicon photovoltaic module production. Materials Research Society Fall 2005 Meeting, Boston, USA. <http://www.ecn.nl/publicaties/PdfFetch.aspx?nr=ECN-RX--06-005>
- Winterbach, F. (2011): Life Cycle Assessment (LCA) of various solar heat technologies. Final Year Project. Stellenbosch University. https://scholar.sun.ac.za/bitstream/handle/10019.1/18135/Final_Report_v1.pdf?sequence=1
- Wirth, H. (2012): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg: Fraunhofer ISE. <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>
- Wirtschaftsvereinigung Stahl (2013): Stahlerzeugung in Deutschland. Stahl-Zentrum. www.stahl-online.de/Deutsch/Linke_Navigation/Stahl_in_Zahlen/_Dokumente/Stahlerzeugung_in_Deutschland_2_05022013.pdf
- Wissing, L. (2012): National Survey Report of PV Power Applications in Germany 2011. [nsr_2011_DEU.pdf](http://www.nsr_2011_DEU.pdf)

- Wittmer, D. (2011): Indium. In: MaRess – AS 2.1: Umweltrelevante metallische Rohstoffe Teil 2: Untersuchungen zur Umweltrelevanz von Metallen, Meilensteinbericht des Arbeitsschrittes 2.1 des Projekts „Materialeffizienz und Ressourcenschonung“ (MaRess). Wuppertal.
- Wuppertal Institute; SERI; gws (2008): Comparing coefficient and input-output approach to calculate Total Material Consumption (TMC). Workpackage 1.2. Wien.
- Zimmermann, T. (2013): Parameterized tool for site specific LCAs of wind energy converters. J Life Cycle Assessment (18)49–60.

14 Anhang

14.1 Windenergie: Technologieroadmap „Upscaling“

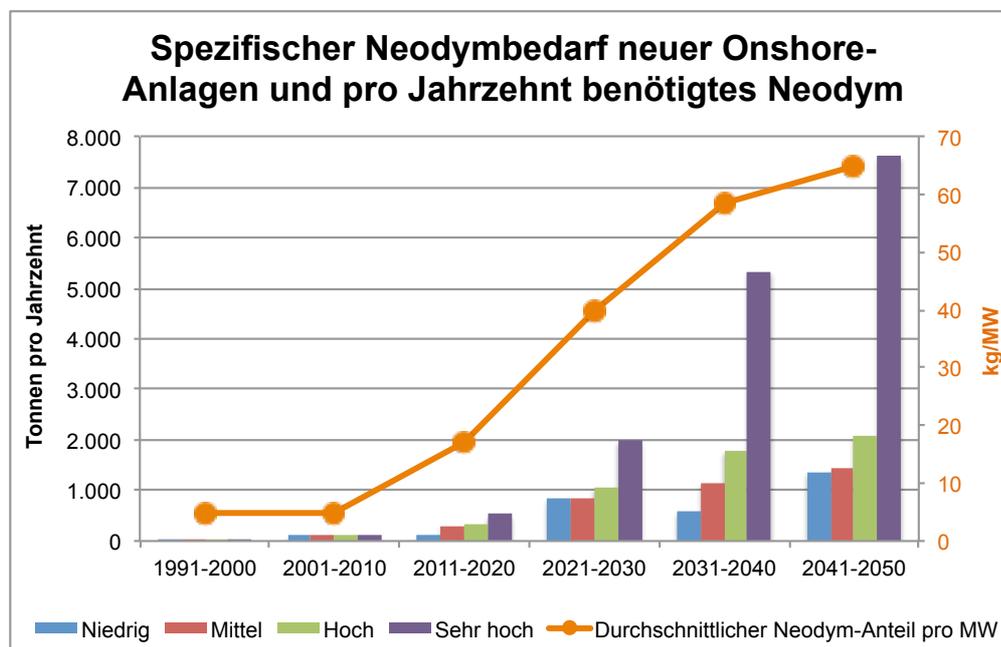


Abb. 14-1 Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Neodymbedarfs neu zugebauter Onshore-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Neodyms für Onshore-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Upscaling“ je nach Ausbauszenario

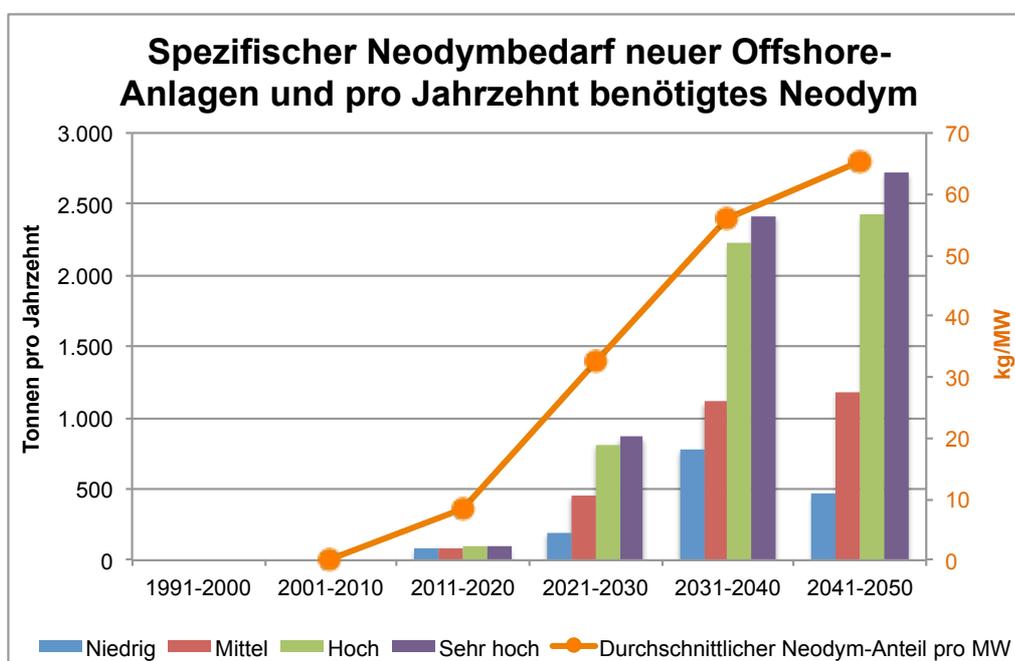


Abb. 14-2 Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Neodymbedarfs neu zugebauter Offshore-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Neodyms für Offshore-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Upscaling“ je nach Ausbauszenario

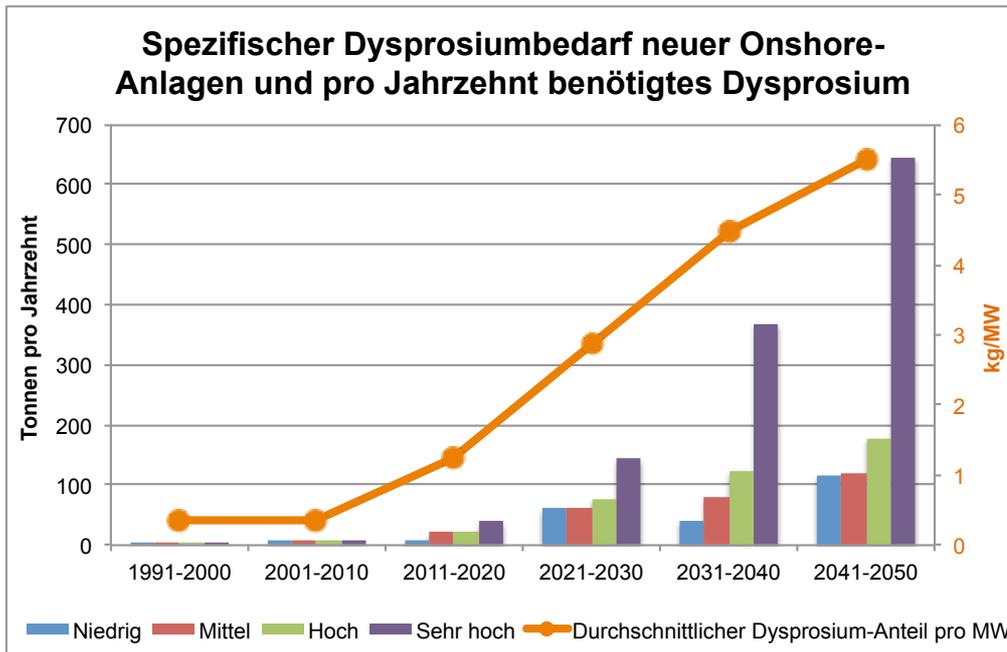


Abb. 14-3 Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Dysprosiumbedarfs neu zugebauter Onshore-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Dysprosiums für Onshore-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Upscaling“ je nach Ausbauszenario

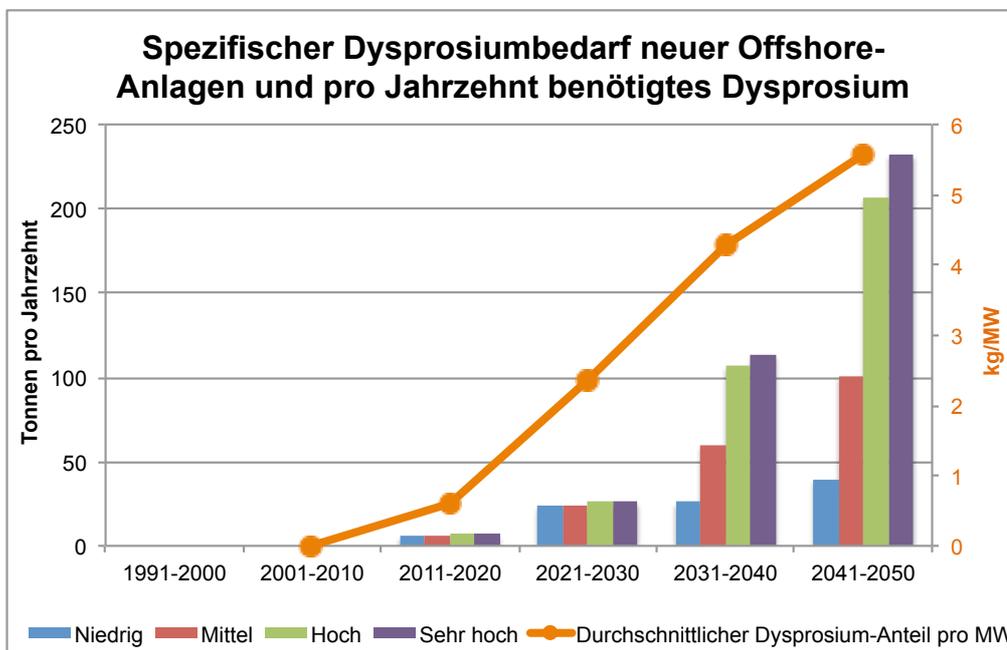


Abb. 14-4 Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Dysprosiumbedarfs neu zugebauter Offshore-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Dysprosiums für Offshore-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Upscaling“ je nach Ausbauszenario

14.2 Windenergie: Technologieroadmap „HTS“

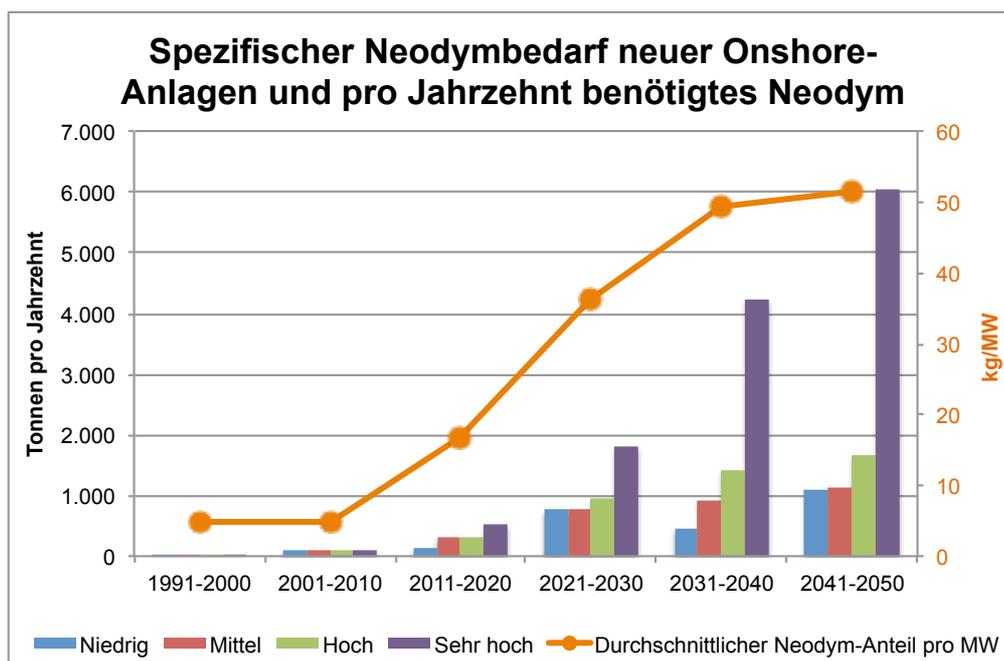


Abb. 14-5 Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Neodymbedarfs neu zugebauter Onshore-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Neodyms für Onshore-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „HTS“ je nach Ausbauszenario

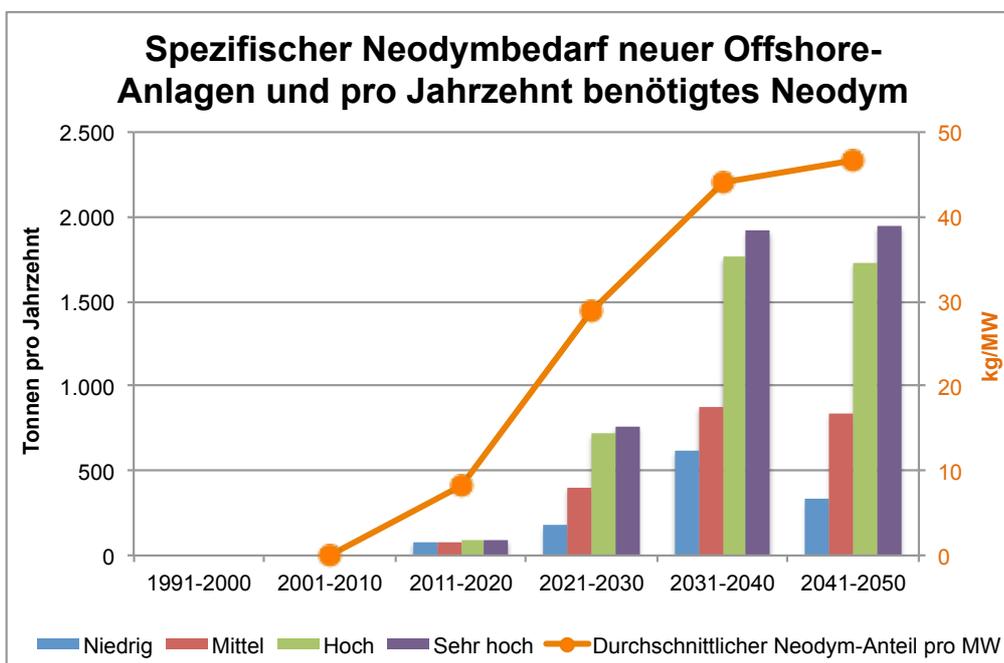


Abb. 14-6 Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Neodymbedarfs neu zugebauter Offshore-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Neodyms für Offshore-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „HTS“ je nach Ausbauszenario

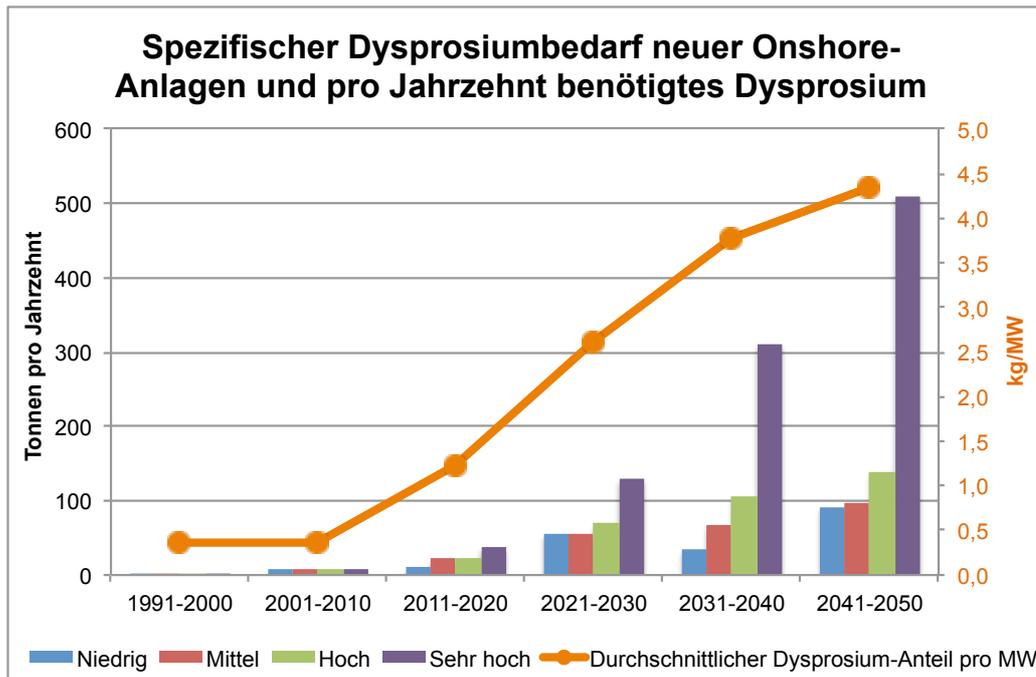


Abb. 14-7 Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Dysprosiumbedarfs neu zugebauter Onshore-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Dysprosiums für Onshore-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „HTS“ je nach Ausbauszenario

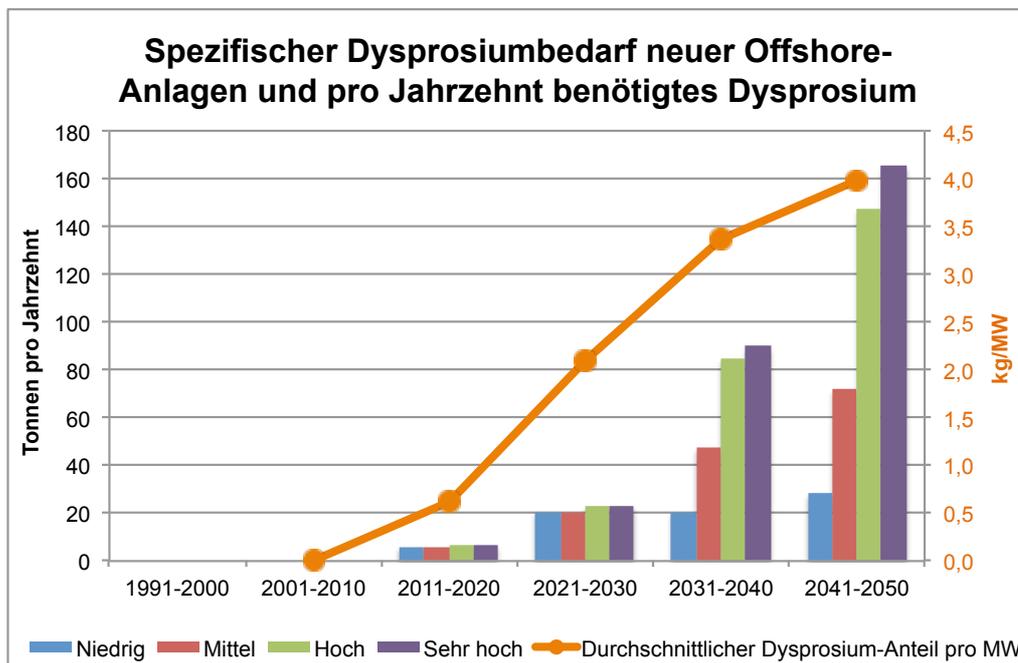


Abb. 14-8 Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Dysprosiumbedarfs neu zugebauter Offshore-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Dysprosiums für Offshore-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „HTS“ je nach Ausbauszenario

14.3 Photovoltaik: Technologie-Roadmap „Dünnschicht-Renaissance“

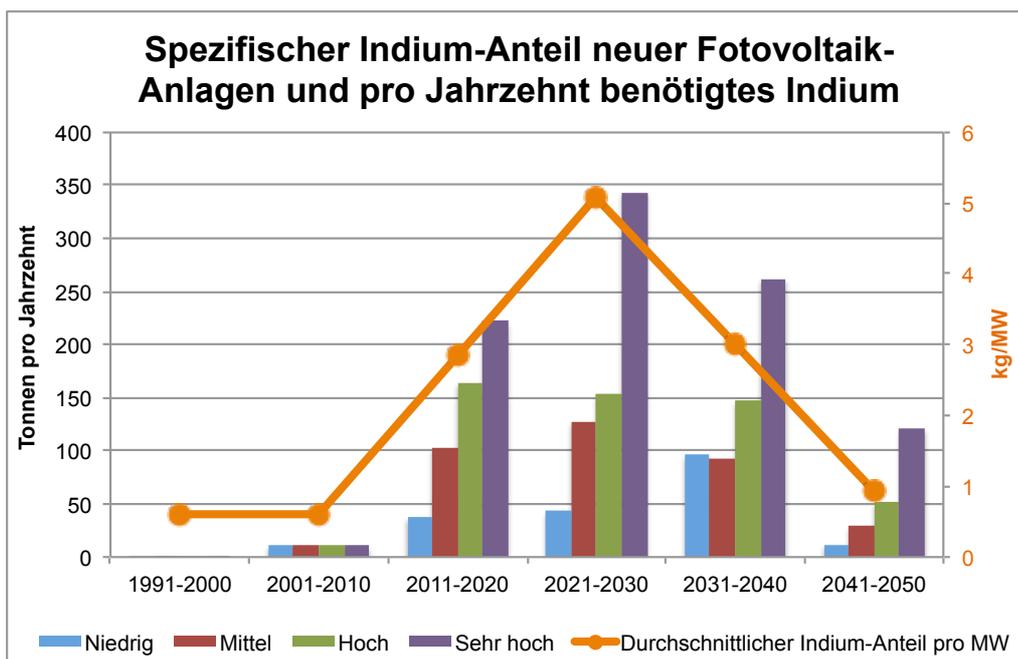


Abb. 14-9 Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Indiumbedarfs neu zugebauter Photovoltaik-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Indiums für Photovoltaik-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Dünnschicht-Renaissance“ je nach Ausbauszenario

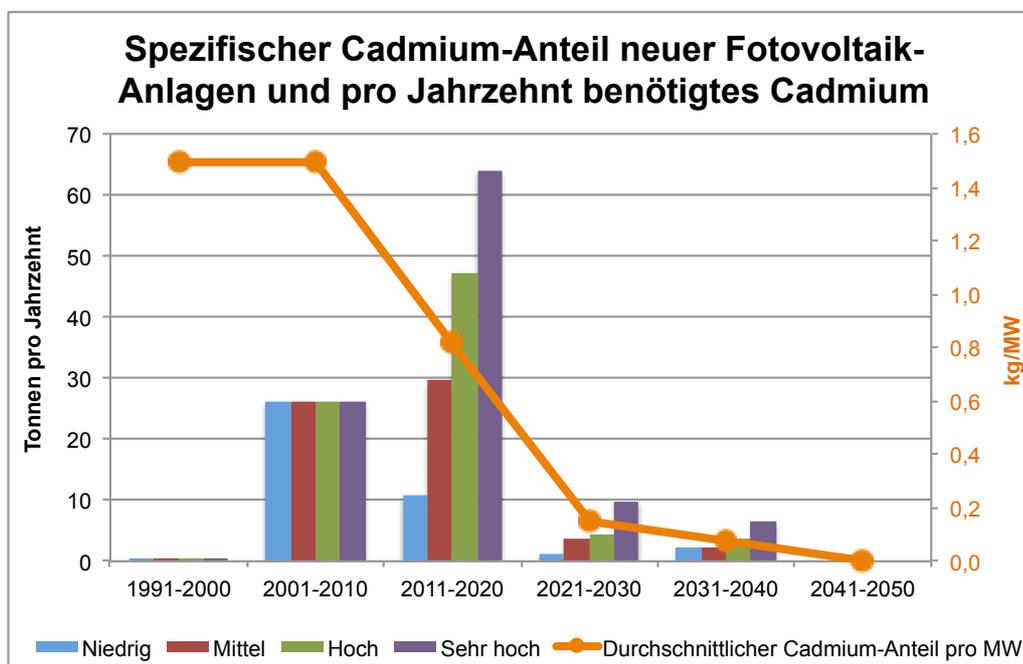


Abb. 14-10 Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Cadmiumbedarfs neu zugebauter Photovoltaik-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Cadmiums für Photovoltaik-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Dünnschicht-Renaissance“ je nach Ausbauszenario

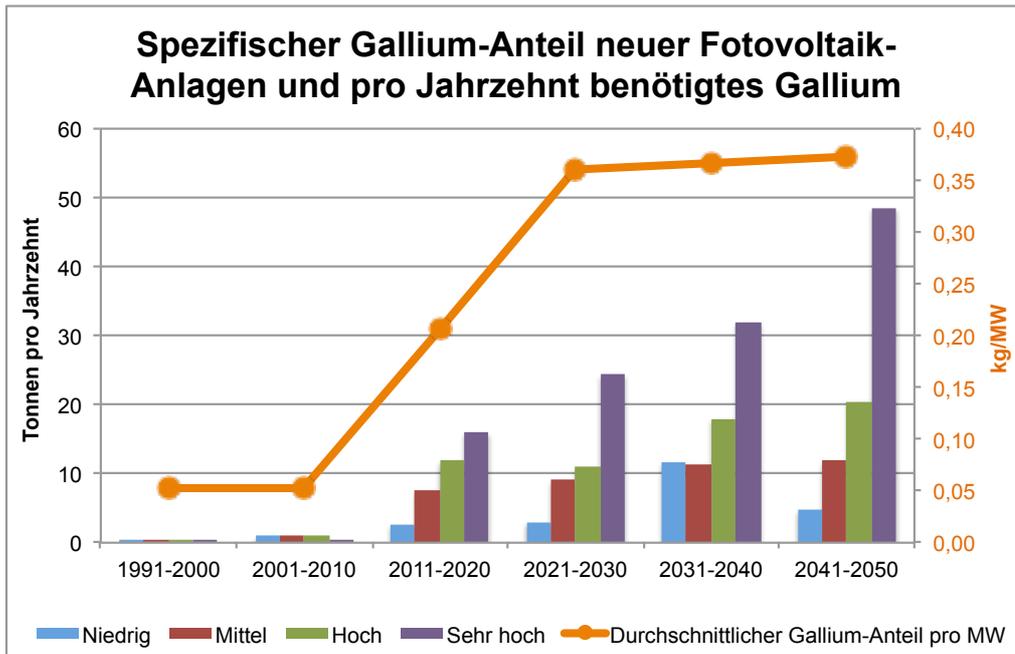


Abb. 14-11 Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Galliumbedarfs neu zugebauter Photovoltaik-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Galliums für Photovoltaik-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Dünnschicht-Renaissance“ je nach Ausbau-szenario

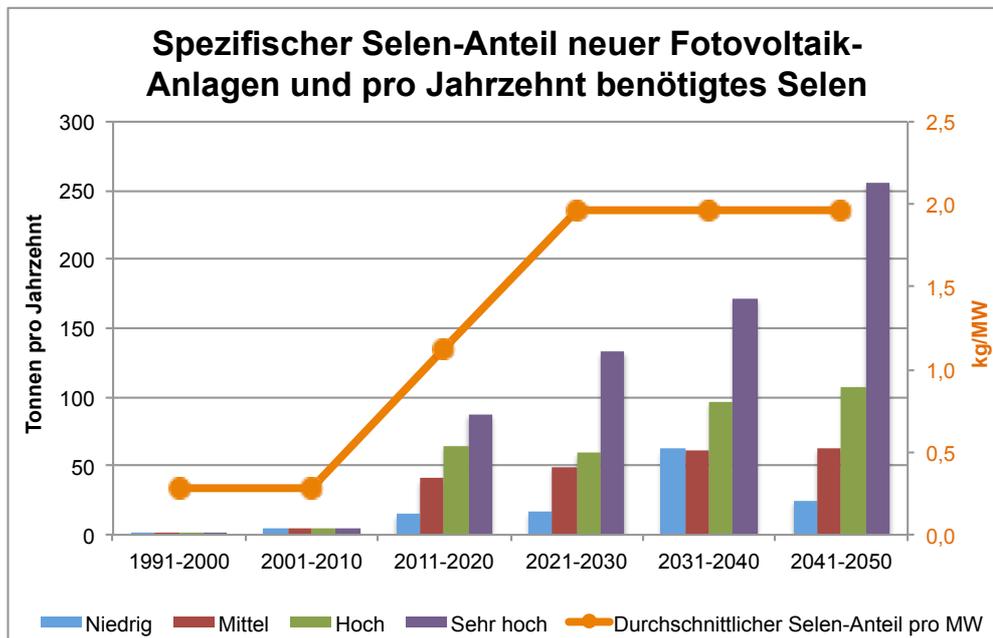


Abb. 14-12 Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Selenbedarfs neu zugebauter Photovoltaik-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Selens für Photovoltaik-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Dünnschicht-Renaissance“ je nach Ausbau-szenario

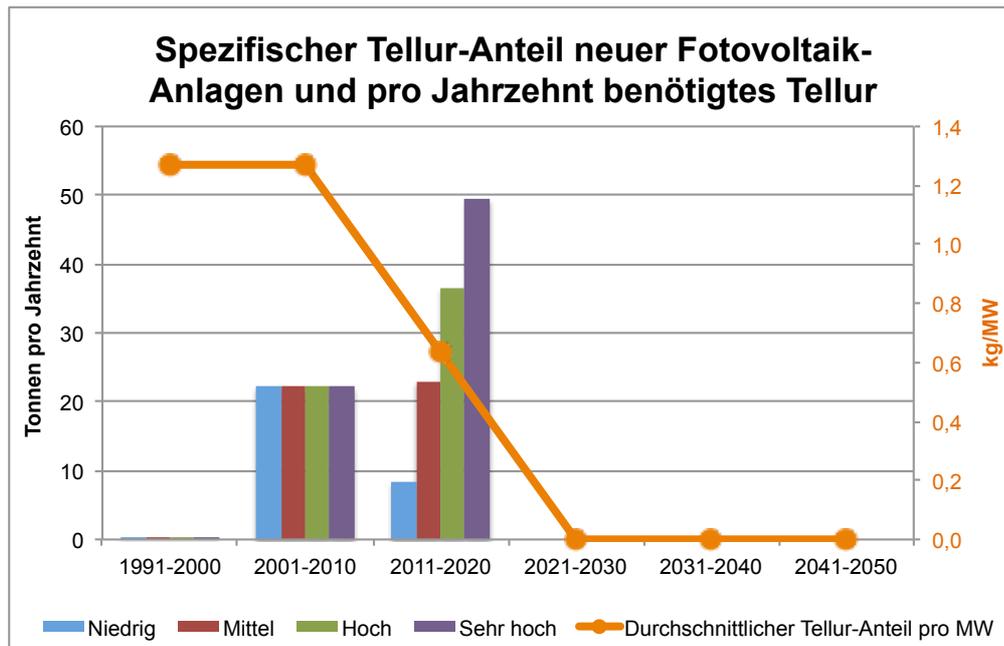


Abb. 14-13 Entwicklung des durchschnittlichen spezifischen Tellurbedarfs neu zugebauter Photovoltaik-Anlagen (Linie) und Entwicklung des pro Jahrzehnt benötigten Tellurs für Photovoltaik-Anlagen (Säulen) in der Roadmap „Dünnschicht-Renaissance“ je nach Ausbauszenario